

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Тульский государственный университет»

Институт горного дела и строительства  
Кафедра «Санитарно-технических системы»

Утверждено на заседании кафедры  
«Санитарно-технических системы»  
«20» января 2023 г., протокол № 5

Заведующий кафедрой



Р.А. Ковалев

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
**по выполнению курсового проекта**  
**по дисциплине (модулю)**  
**«Газоснабжение»**

**основной профессиональной образовательной программы**  
**высшего образования – программы бакалавриата**

по направлению подготовки  
**08.03.01 – "Строительство"**

с направленностью (профилем)  
**" Теплогазоснабжение и вентиляция "**

Форма(ы) обучения: *очная, заочная, очно-заочная*

Идентификационный номер образовательной программы: 080301-06-23

Тула 2023год

## Разработчик(и) методических указаний

Солодков С.А. доцент, к.т.н.,  
(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)



(подпись)

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Объем и содержание .....	4
2. Методические указания по выполнению отдельных разделов курсового проекта.....	6
2.1. Определение оптимального количества ГРП .....	6
2.2. Выбор схемы газоснабжения и проектирование газовых сетей.....	7
2.2.1. Выбор схемы газоснабжения.....	7
2.2.2. Устройство наружных газопроводов.....	8
2.3. Проектирование и расчет распределительных газопроводов низкого давления.....	15
2.3.1. Определение расчетных часовых расходов газа по участкам сети .....	16
2.3.2. Гидравлический расчет кольцевой сети низкого давления.....	21
2.4. Гидравлический расчет газопроводов среднего давления.....	35
2.5. Проектирование и расчет газовых сетей жилого дома.....	41
2.5.1. Внутреннее газовое оборудование.....	41
2.5.2. Внутридомовые газопроводы.....	42
2.5.3. Расчет внутридомовых газопроводов.....	43
Литература.....	54
Приложение .....	55

## ВВЕДЕНИЕ

Цель курсового проектирования: Научиться проектировать кольцевые распределительные сети низкого, среднего (высокого) давления, внутриквартальные и внутридомовые сети, а также электрохимическую защиту трубопроводов.

Дисциплины, знание которых необходимо для выполнения курсового проекта: математика, физика, химия, гидравлика.

### 1. ОБЪЕМ И СОДЕРЖАНИЕ

#### ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ «ГАЗОСНАБЖЕНИЕ РАЙОНА ГОРОДА»

Студенту \_\_\_\_\_

Курса \_\_\_\_\_ группы \_\_\_\_\_ факультета \_\_\_\_\_

Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Срок выполнения курсового проекта \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_

1. Разработать проект газовых сетей района города.
2. Произвести гидравлический расчет газовых сетей, состоящий из расчетов:
  - Кольцевой сети низкого давления и тупиковых ответвлений (при их наличии);
  - Газопровода среднего давления;
  - Внутридомового газопровода

#### ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1. Расчетные часовые расходы газа районом города принять по результатам расчета в курсовой работе “Потребление газа районом города”
2. Давление для сети среднего давления (абс.): начальное 0,4 МПа, конечное минимальное 0,25 МПа.
3. Номинальное давление газа перед приборами сети низкого давления 2000(1300)Па.
4. План жилого дома выбрать по приложению в соответствии номером варианта. Число этажей принять при нечетном значении варианта – 5, при четном – 9.

Пояснительная записка объемом 30-40 стр., графическая часть 1-2 листа формата А1. Объем работы 40 часов.

Расчетно-пояснительная записка должна включать в себя следующие разделы:

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА ГРП.
2. ВЫБОР СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТЕЙ СООТВЕТСТВУЮЩИХ КАТЕГОРИЙ.
3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ.
4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СЕТИ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ:

## 6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВНУТРИДОМОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.

- определение расчетных расходов газа на участках внутридомовой сети.
- гидравлический расчет внутридомовой сети.

Примечание: В расчетно-пояснительной записке перед каждым гидравлическим расчетом должны быть представлены расчетные схемы, на которых указываются: номера участков; направления движения потоков газа; расчетные длины участков; расчетные расходы газа, а также все источники газоснабжения и сосредоточенные потребители.

### ГРАФИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

Графический материал представляется в виде чертежей на листах формата А1. На листах должны иметься следующие чертежи:

#### 1. ГЕНПЛАН РАЙОНА ГОРОДА:

- на каждом квартале должен быть проставлен его номер, этажность застройки, площадь в га, количество проживающих жителей;
- кварталы должны быть отмыты, причем кварталы одной этажности долины иметь отмывку одного цвета или тона;
- на генплане должны быть нанесены сети газопроводов всех категорий давлений с указанием их категорий (номера участков, длины, диаметры и пр. не проставляются);
- на генплане также указываются все источники газоснабжения (ГРП, ГРС) и все сосредоточенные потребители.

#### 2. МОНТАЖНАЯ СХЕМА КОЛЬЦЕВОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ:

- на схеме должны быть проставлены: номера участков, их длины, диаметры трубопроводов (если на одном участке прокладываются трубопроводы различных диаметров, то должна быть указана точка перехода диаметра трубопровода);
- на схеме указываются все источники газоснабжения (ГРП) и все сосредоточенные потребители.

#### 3. МОНТАЖНАЯ СХЕМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ:

- на схеме должны быть проставлены: номера участков, их длины, диаметры трубопроводов (если на одном участке прокладываются трубопроводы различных диаметров, то должна быть указана точка перехода диаметра трубопровода);
- на схеме указывается вся отключающая арматура и компенсаторы.

#### 4. ПЛАН ЖИЛОГО ДОМА:

- на плане жилого дома должны быть расставлены все газовые приборы, указаны вентиляционные каналы и дымоходы, показана разводка газопроводов, указан объем кухни;
- на газопроводах должны быть проставлены диаметры и длины;
- у каждого прибора должна быть указана его марка.

## 5. АКСОНОМЕТРИЧЕСКАЯ СХЕМА ГАЗОВОГО СТОЯКА ЖИЛОГО ДОМА:

- на схеме указываются все номера участков, их длины и диаметры трубопроводов;
- у приборов проставляются их марки;
- при пересечении газопроводами строительных конструкций должны быть показаны гильзы и фрагменты этих конструкций.

## 2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ОТДЕЛЬНЫХ РАЗДЕЛОВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

### 2.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА ГРП

Определение правильного количества ГРП и их рациональное размещение на жилой территории города, района города, сельского населенного пункта имеет большое значение. От этого зависят как экономичность системы газоснабжения, так и надежность ее работы, а, самое главное гарантированная подача газа потребителям с требуемыми параметрами (давлением). Кроме того, неправильное определение количества ГРП приводит к неоправданному удорожанию сети (либо за счет увеличения количества ГРП и снижения диаметров трубопроводов, либо, наоборот - за счет снижения количества ГРП и увеличению диаметров трубопроводов). И в первом и во втором случае снижаются надежность системы (в первом случае из-за большей вероятности выхода из строя оборудования ГРП, во втором - из-за большей тяжести последствий аварий).

Количество ГРП, питающих кольцевую сеть низкого давления, определяется на основании их оптимального радиуса действия  $R_{опт}$ . Радиусом действия ГРП называется среднее расстояние по прямой от ГРП до точек встречи потоков газа на границе раздела сфер влияния ГРП.

В расчетах следует определять такое значение  $R_{опт}$ , а следовательно и количество ГРП, при котором приведенные годовые затраты на систему газоснабжения будут минимальными, а надежность - максимальной.

При известном расчетном расходе газообразного топлива районом города определяется количество ГРП исходя из оптимального радиуса действия ( $R_{опт} = 0,5-1,0$  км) и оптимальной производительности ( $V_{опт} = 1500-2000$  м<sup>3</sup>/ч) по формулам

$$m_{опт} = \frac{\sum V}{V_{опт}} \quad (2.1.1)$$

$$m = \frac{F}{2 \cdot R_{опт}^2} \quad (2.1.2)$$

где  $m$  – количество ГРП, шт.;  $\sum V$  – расчетный расход газа районом города, м<sup>3</sup>/ч;  $R_{опт}$  – оптимальный радиус действия ГРП, м;  $V_{опт}$  – оптимальная производительность ГРП, м<sup>3</sup>/ч;  $F$  – газифицируемая площадь района города, м<sup>2</sup>.

### 2.2. ВЫБОР СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

### 2.2.1. Выбор схемы газоснабжения

В городскую систему газоснабжения входят следующие сооружения:

- городские распределительные газопроводы всех давлений и назначений;
- газораспределительные станции (ГРС);
- газорегуляторные пункты (ГРП);
- устройства связи и телемеханизации;
- подсобные сооружения.

В зависимости от числа ступеней давления газа в газопроводах системы газоснабжения городов разделяются на:

- одноступенчатые (только низкого давления);
- двухступенчатые (низкого - среднего, низкого - высокого II категории давления);
- трехступенчатые (низкого - среднего - высокого II категории давления);
- многоступенчатые (все категории давления).

Каждая из перечисленных систем газоснабжения в зависимости от характера планировки и плотности застройки города может быть кольцевой, тупиковой или комбинированной.

Предпочтительнее кольцевая и комбинированная системы газоснабжения, т. к. они обеспечивают наиболее равномерный режим давления во всех точках отбора газа, а также повышают надежность работы системы газоснабжения.

Для газоснабжения сельских населенных пунктов чаще всего применяют одноступенчатую тупиковую или одноступенчатую комбинированную системы.

Для средних и небольших городов обычно применяют комбинированную двухступенчатую систему газоснабжения с газопроводами среднего - низкого или высокого II категории - низкого давления.

Многоступенчатые комбинированные схемы применяются только в крупных городах.

В городах со старой планировкой, при которой кварталы имеют сплошную по периметру квартала застройку, газопроводы прокладывают по каждой улице, переулку, проезду. От уличных распределительных газопроводов к каждому потребителю (жилому дому), реже к группе потребителей, идут абонентские вводы.

В городах с новой застройкой жилые дома располагаются равномерно по всей площади микрорайона. При такой застройке прокладывают тупиковые газопроводы, закольцовывая только основные линии.

Связь между газопроводами различного давления осуществляется только через ГРП, газорегуляторные установки (ГРУ), шкафные регуляторные установки (ШРП).

Газопроводы низкого давления служат для транспортировки газа в жилые, общественные здания и предприятия бытового обслуживания.

В газопроводах жилых зданий разрешается давление не выше 3 кПа; в газопроводах предприятий бытового обслуживания — до 5 кПа. К газопроводам низкого давления целесообразно присоединять потребителей с расходом газа не более 200...250 м<sup>3</sup>/ч.

К газопроводам среднего и высокого давления II категории присоединяют ГРП, котельные, предприятия бытового обслуживания производственного назначения (бани, прачечные, хлебозаводы и т.п.), а также промышленные и сельскохозяйственные предприятия.

К газопроводам высокого давления I категории обычно присоединяют газоиспользующие установки промышленных предприятий, крупные районные котельные, ТЭЦ и ГРП, питающие газопроводы высокого давления II категории и среднего давления.

### 2.2.2. Устройство наружных газопроводов

При проектировании подземных газопроводов рекомендуется предусматривать полиэтиленовые трубы, за исключением случаев, когда по условиям прокладки, давлению и виду транспортируемого газа эти трубы применить нельзя.

При проектировании газораспределительных систем следует учитывать планировку поселений, плотность и этажность застройки, объемы потребляемого газа, наличие и характеристики газопотребляющих установок, стоимость труб, оборудования, строительства и эксплуатации.

Выбор трассы газопроводов производится из условий обеспечения экономичного строительства, надежной и безопасной эксплуатации газопроводов с учетом перспективного развития поселений, предприятий и других объектов, а также прогнозируемого изменения природных условий.

На территории поселений прокладка газопроводов предусматривается преимущественно подземной, в соответствии с требованиями СНиП 2.2.07.01.

Прокладка надземного газопровода осуществляется при техническом обосновании, которое составляется проектной организацией исходя из сложившихся архитектурно-планировочных, грунтовых и других условий района строительства. Прокладку распределительных газопроводов по улицам рекомендуется предусматривать на разделительных полосах, избегая по возможности прокладки газопроводов под усовершенствованными дорожными покрытиями.

Проектирование вводов газопроводов в здания рекомендуется вести с учетом обеспечения свободного перемещения газопровода в случаях деформаций зданий и (или) газопровода за счет компенсатора (как правило, П-, Г- или Z-образного, сильфонного и т.д.) на наружном газопроводе или размеров и конструкции заделки футляра в местах прохода через наружные стены здания и фундаменты.

Конструкция вводов должна предусматривать защиту труб от механических повреждений (футляр, защитная оболочка и т.д.).

Размещение наружных газопроводов по отношению к зданиям, сооружениям и параллельным соседним инженерным сетям следует производить в соответствии с требованиями СНиП 2.2.07.01, а на территории промышленных предприятий - СНиП II-89.

Таблица 2.2.1

**РАССТОЯНИЯ ОТ ГАЗОПРОВОДА ДО ДРУГИХ ИНЖЕНЕРНЫХ  
КОММУНИКАЦИЙ (СНиП 2.2.07.01)**

Здания, сооружения и коммуникации	Расстояния по вертикали (в свету), м, при пересечении	Расстояния по горизонтали (в свету), м, при давлении газопровода, МПа			
		до 0,005	св. 0,005 до 0,3	св. 0,3 до 0,6	св. 0,6 до 1,2
1. Водопровод	0,2	1,0	1,0	1,5	2,0
2.2. Канализация бытовая	0,2	1,0	1,5	2,0	5,0
3. Водосток, дренаж, дождевая канализация	0,2	1,0	1,5	2,0	5,0
4. Тепловые сети:					
от наружной стенки канала, тоннеля	0,2	0,2	2,0	2,0	4,0
от оболочки бесканальной прокладки	0,2	1,0	1,0	1,5	2,0
5. Газопроводы давлением до 1,2 МПа	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5
6. Кабели силовые напряжением:					
до 35 кВ	0,5	1,0	1,0	1,0	2,0
110 - 220 кВ	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0
Кабели связи	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0
7. Каналы, тоннели	0,2	2,0	2,0	2,0	4,0
8. Нефтепродуктопроводы на территории поселений:					
для стальных газопроводов	0,35	2,5	2,5	2,5	2,5
для полиэтиленовых газопроводов	0,35*	20,0	20,0	20,0	20,0
Магистральные трубопроводы	0,35*	По СНиП 2.2.05.06			
9. Фундаменты зданий и сооружений до газопроводов условным диаметром:					
до 300 мм	-	2,0	4,0	7,0	10,0
св. 300 мм	-	2,0	4,0	7,0	20,0
10. Здания и сооружения без фундамента		Из условий возможности и безопасности производства работ при строительстве и эксплуатации газопровода			
11. Фундаменты ограждений, предприятий, эстакад, опор контактной сети и связи, железных дорог	-	1,0	1,0	1,0	1,0
12.2. Железные дороги общего пользования колеи 1520 мм:					
межпоселковые газопроводы: подошва насыпи или бровка откоса выемки (крайний рельс на нулевых отметках) железных дорог общей сети колеи 1520 мм	По СНиП 42-01 в зависимости от способа производства работ	50	50	50	50
газопроводы на территории поселений и межпоселковые газопроводы в стесненных условиях: ось крайнего рельса, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи и бровки выемки		3,8	4,8	7,8	10,8
13. Ось крайнего пути железных дорог колеи 750 мм и трамвая	По СНиП 42-01 в зависимости от способа производства работ	2,8	2,8	3,8	3,8

Здания, сооружения и коммуникации	Расстояния по вертикали (в свету), м, при пересечении	Расстояния по горизонтали (в свету), м, при давлении газопровода, МПа			
		до 0,005	св. 0,005 до 0,3	св. 0,3 до 0,6	св. 0,6 до 1,2
14. Бортовой камень улицы, дороги (кромки проезжей части, укрепленной полосы, обочины)	То же	1,5	1,5	2,5	2,5
15. Наружная бровка кювета или подошва насыпи дороги	»	1,0	1,0	1,0	2,0
16. Фундаменты опор воздушных линий электропередачи напряжением:					
до 1,0 кВ	-	1,0	1,0	1,0	1,0
св. 1 кВ до 35 кВ	-	5,0	5,0	5,0	5,0
» 35 кВ	-	10,0	10,0	10,0	10,0
17. Ось ствола дерева с диаметром кроны до 5 м	-	1,5	1,5	1,5	1,5
18. Автозаправочные станции	-	20	20	20	20
19. Кладбища	-	15	15	15	15
20. Здания закрытых складов категорий А, Б (вне территории промпредприятий) до газопровода условным диаметром:					
до 300 мм	-	9,0	9,0	9,0	10,0
св. 300 мм	-	9,0	9,0	9,0	20,0
То же, категорий В, Г и Д до газопровода условным диаметром:					
до 300 мм	-	2,0	4,0	7,0	10,0
св. 300 мм	-	2,0	4,0	7,0	20,0
21. Бровка оросительного канала (при непродуктивных грунтах)	В соответствии со СНиП 42-01	1,0	1,0	2,0	2,0
<p><b>Примечания:</b></p> <p>1. Вышеуказанные расстояния следует принимать от границ, отведенных предприятиям территорий с учетом их развития, для отдельно стоящих зданий и сооружений - от ближайших выступающих их частей, для всех мостов - от подошвы конусов.</p> <p>2.2. Допускается уменьшение до 0,25 м расстояния по вертикали между газопроводом и электрокабелем всех напряжений или кабелем связи при условии прокладки кабеля в футляре. Концы футляра должны выходить на 2 м в обе стороны от стенок пересекаемого газопровода.</p> <p>3. Знак «-» обозначает, что прокладка газопроводов в данных случаях запрещена.</p> <p>4. При прокладке полиэтиленовых газопроводов вдоль трубопроводов, складов, резервуаров и т.д., содержащих агрессивные по отношению к полиэтилену вещества (среды), расстояния от них принимаются не менее 20 м.</p> <p>5. Знак «*» обозначает, что полиэтиленовые газопроводы следует заключать в футляр, выходящий на 10 м в обе стороны от места пересечения.</p>					

Расстояние от газопровода до опор воздушной линии связи, контактной сети трамвая, троллейбуса и электрифицированных железных дорог следует принимать как до опор воздушной линии электропередачи соответствующего напряжения.

Минимальные расстояния от газопроводов до тепловой сети бесканальной прокладки с продольным дренажем следует принимать аналогично канальной прокладке тепловых сетей.

Минимальные расстояния в свету от газопровода до ближайшей трубы тепловой сети бесканальной прокладки без дренажа следует принимать как до водопровода.

Расстояние от анкерных опор, выходящих за габариты труб тепловой сети, следует принимать с учетом их сохранности.

Минимальное расстояние по горизонтали от газопровода до напорной канализации допускается принимать как до водопровода.

Минимальное расстояние от мостов железных и автомобильных дорог длиной не более 20 м следует принимать как от соответствующих дорог.

Прокладка газопроводов в тоннелях, коллекторах и каналах не допускается. Исключение составляет прокладка стальных газопроводов давлением до 0,6 МПа в соответствии с требованиями СНиП II-89 на территории промышленных предприятий, а также в каналах в многолетнемерзлых грунтах под автомобильными и железными дорогами.

Соединения труб следует предусматривать неразъемными. Разъемными могут быть соединения стальных труб с полиэтиленовыми и в местах установки арматуры, оборудования и контрольно-измерительных приборов (КИП). Разъемные соединения полиэтиленовых труб со стальными в грунте могут предусматриваться только при условии устройства футляра с контрольной трубкой.

Газопроводы в местах входа и выхода из земли, а также вводы газопроводов в здания следует заключать в футляр. Пространство между стеной и футляром следует заделывать на всю толщину пересекаемой конструкции. Концы футляра следует уплотнять эластичным материалом.

Вводы газопроводов в здания следует предусматривать непосредственно в помещение, где установлено газоиспользующее оборудование, или в смежное с ним помещение, соединенное открытым проемом.

Не допускаются вводы газопроводов в помещения подвальных и цокольных этажей зданий, кроме вводов газопроводов природного газа в многоквартирные и блокированные дома.

Расстояние по вертикали (в свету) между газопроводом (футляром) и подземными инженерными коммуникациями и сооружениями в местах их пересечений следует принимать с учетом требований соответствующих нормативных документов, но не менее 0,2 м.

Расстояние от газопровода до наружных стенок колодцев и камер других подземных инженерных сетей следует принимать не менее 0,3 м (в свету) при условии соблюдения требований, предъявляемых к прокладке газопроводов в стесненных условиях на участках, где расстояние в свету от газопровода до колодцев и камер других подземных инженерных сетей менее нормативного расстояния для данной коммуникации.

В местах пересечения газопроводов с подземными коммуникационными коллекторами и каналами различного назначения, а также в местах прохода газопроводов через стенки газовых колодцев газопровод следует прокладывать в футляре.

Концы футляра должны выводиться на расстояние не менее 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений и коммуникаций, при пересечении стенок газовых колодцев - на расстояние не менее 2 см. Концы футляра должны быть заделаны гидроизоляционным материалом.

На одном конце футляра в верхней точке уклона (за исключением мест пересечения стенок колодцев) следует предусматривать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство.

В межтрубном пространстве футляра и газопровода разрешается прокладка эксплуатационного кабеля (связи, телемеханики и электрозащиты) напряжением до 60 В, предназначенного для обслуживания газораспределительных систем.

Полиэтиленовые трубы, применяемые для строительства газопроводов, должны иметь коэффициент запаса прочности по ГОСТ Р 50838 не менее 2,5.

Не допускается прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб:  
на территории поселений при давлении свыше 0,3 МПа;

вне территории поселений при давлении свыше 0,6 МПа;  
для транспортирования газов, содержащих ароматические и хлорированные углеводороды, а также жидкой фазы СУГ;

при температуре стенки газопровода в условиях эксплуатации ниже минус 15 °С.

При применении труб с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа на территориях поселений с преимущественно одно-двухэтажной и коттеджной жилой застройкой. На территории малых сельских поселений разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением до 0,6 МПа с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5. При этом глубина прокладки должна быть не менее 0,8 м до верха трубы.

При прокладке газопровода неосушенного газа следует предусматривать установку конденсатосборников.

Прокладка газопроводов, транспортирующих неосушенный газ, должна предусматриваться ниже зоны сезонного промерзания грунта с уклоном к конденсатосборникам не менее 2 ‰.

Прокладку стальных газопроводов следует осуществлять на глубине не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра. В местах, где не предусматривается движение транспорта и сельскохозяйственных машин, глубина прокладки стальных газопроводов может быть не менее 0,6 м.

Для определения местонахождения газопровода на углах поворота трассы, местах изменения диаметра, установки арматуры и сооружений, принадлежащих газопроводу, а также на прямолинейных участках трассы (через 200 - 500 м) устанавливаются опознавательные знаки.

На опознавательный знак наносятся данные о диаметре, давлении, глубине заложения газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, сооружения или характерной точки и другие сведения.

Опознавательные знаки устанавливаются на железобетонные столбики или металлические реперы высотой не менее 1,5 м или другие постоянные ориентиры.

Надземные газопроводы в зависимости от давления следует прокладывать на опорах из негорючих материалов или по конструкциям зданий и сооружений в соответствии с таблицей 2.2.2.

Транзитная прокладка газопроводов всех давлений по стенам и над кровлями зданий детских учреждений, больниц, школ, санаториев, общественных, административных и бытовых зданий с массовым пребыванием людей не допускается.

Т а б л и ц а 2 . 2 . 2

Размещение надземных газопроводов	Давление газа в газопроводе, МПа, не более
На отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах и этажерках	1,2 (для природного газа); 1,6 (для СУГ)
Котельные, производственные здания с помещениями категорий В, Г и Д и здания ГНС (ГНП), общественные и бытовые здания производственного назначения, а также встроенные, пристроенные и крышные котельные к ним:	
а) по стенам и кровлям зданий I и II степеней огнестойкости класса пожарной опасности С0 (по СНиП 21-01)	1,2*
б) II степени огнестойкости класса С1 и III степени огнестойкости класса С0	0,6*
в) по стенам зданий III степени огнестойкости класса С1, IV степени	0,3*

Размещение надземных газопроводов	Давление газа в газопроводе, МПа, не более
огнестойкости класса СО IV степени огнестойкости классов С1 и С2	0,005
. Жилые, административные, общественные и бытовые здания, а также встроенные, пристроенные и крышные котельные к ним по стенам зданий всех степеней огнестойкости в случаях размещения ШРП на наружных стенах зданий (только до ШРП)	0,005 0,3
* Давление газа в газопроводе, прокладываемом по конструкциям зданий, не должно превышать величин, указанных в таблице 2 для соответствующих потребителей	

Отключающие устройства на газопроводах следует предусматривать:

- на вводах в жилые, общественные, производственные здания или группу смежных зданий;
- перед наружными газопотребляющими установками;
- на вводах в ГРП;
- на выходе из ГРП при закольцованных газопроводах в системах с двумя и более ГРП;
- на ответвлениях от уличных газопроводов к отдельным микрорайонам, кварталам, группам жилых домов и отдельным домам при числе квартир более 400;
- для отключения отдельных участков газопроводов с целью обеспечения безопасности и надежности газоснабжения;
- при пересечении железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категории.

Отключающие устройства допускается не предусматривать:

- перед ГРП предприятий, если отключающее устройство, имеющееся на отводе от распределительного газопровода, находится от ГРП на расстоянии не более 100 м;
- на пересечении железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категории при наличии отключающего устройства на расстоянии от дорог не более 1000 м, обеспечивающего прекращение подачи газа на участке газопровода.

Отключающие устройства на наружных газопроводах размещаются:

- а) подземно - в грунте (бесколодезная установка) или в колодцах;
- б) надземно - на специально обустроенных площадках (для подземных газопроводов), на стенах зданий, а также на надземных газопроводах, прокладываемых на опорах.

Полиэтиленовые краны устанавливаются подземно, с выводом узла управления под ковер или в колодцах.

Установку отключающих устройств предусматривают с учетом обеспечения возможности их монтажа и демонтажа. С этой целью при размещении отключающих устройств в колодце на газопроводах с условным диаметром менее 100 мм предусматривают преимущественно П-образные компенсаторы, при больших диаметрах - линзовые или сильфонные компенсаторы.

При установке в колодце стальной фланцевой арматуры на газопроводах допускается предусматривать вместо компенсирующего устройства косую фланцевую вставку.

При надземной установке арматуры и арматуры, изготовленной для неразъемного присоединения к газопроводу, компенсирующее устройство и косую вставку можно не предусматривать.

Отключающие устройства на ответвлениях от распределительных газопроводов следует предусматривать, как правило, вне территории потребителя на расстояниях не более

100 м от распределительного газопровода и не ближе чем на 2 м от линии застройки или ограждения территории потребителя.

Размещение отключающих устройств предусматривают в доступном для обслуживания месте.

Отключающие устройства, устанавливаемые на параллельных газопроводах, рекомендуется смещать относительно друг друга на расстояние, обеспечивающее удобство монтажа, обслуживания и демонтажа.

Для отключающих устройств (их управляющих органов), устанавливаемых на высоте более 2,2 м, в проекте предусматриваются решения, обеспечивающие удобство их обслуживания (лестницы, площадки из негорючих материалов и т.д.).

При надземной установке запорной арматуры с электроприводом рекомендуется предусматривать навес для защиты ее от атмосферных осадков.

На вводах и выходах газопроводов из здания ГРП установку отключающих устройств рекомендуется предусматривать на расстоянии не менее 5 м и не более 100 м от ГРП.

Отключающие устройства перед встроенными, пристроенными и шкафными ГРП допускается предусматривать на наружных надземных газопроводах на расстоянии менее 5 м от ГРП в удобном для обслуживания месте.

Отключающие устройства, предусмотренные к установке на стенах зданий, следует размещать на расстоянии от дверных и открывающихся проемов, м, не менее:

- для газопроводов низкого давления по горизонтали - 0,5 м;
- для газопроводов среднего давления по горизонтали - 3 м;
- для газопроводов высокого давления II категории по горизонтали - 5.

При проектировании стальных и полиэтиленовых газопроводов рекомендуется предусматривать типы запорной арматуры, приведенные в таблице 2.2.3..

Таблица 2.2.3

Тип арматуры	Область применения
1. Краны конусные натяжные	Наружные надземные и внутренние газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 0,005 МПа
2. Краны конусные сальниковые	Наружные и внутренние газопроводы природного газа давлением до 1,2 МПа, паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа
3. Краны шаровые, задвижки, клапаны (вентили)	Наружные и внутренние газопроводы природного газа давлением до 1,2 МПа, паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа

На подземных газопроводах низкого давления, кроме прокладываемых в районах с сейсмичностью св. 7 баллов, на подрабатываемых и карстовых территориях в качестве запорных устройств допускается применять гидрозатворы.

На полиэтиленовых газопроводах преимущественно устанавливаются полиэтиленовые краны с выводом штока управления под ковер.

Колодцы для размещения отключающих устройств на газопроводах предусматривают из несгораемых материалов (бетон, железобетон, кирпич, бутовый камень и т.д.).

Для защиты конструкций колодцев от возможного проникновения поверхностных или грунтовых вод необходимо предусматривать устройство гидроизоляции.

С целью обеспечения возможности спуска обслуживающего персонала в колодце предусматриваются металлические стремянки или скобы.

В местах прохода газопровода через стенки колодцев следует предусматривать футляры, выходящие не менее чем на 2 см за стенки. Диаметр футляра принимается исходя из

условий обеспечения выполнения строительно-монтажных работ, в том числе его герметизация, и с учетом возможных смещений газопровода.

При прокладке газопровода под проезжей частью дороги с усовершенствованным дорожным покрытием отметки крышек колодца и ковера должны соответствовать отметке дорожного покрытия, в местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей - быть не менее чем на 0,5 м выше уровня земли.

При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 50 %, исключающим проникновение поверхностных вод в грунт близ колодца (ковера).

Диаметр контрольной трубки должен быть не менее 32 мм.

При выведении контрольной трубки выше уровня земли ее конец должен быть изогнут на 180°.

Установку конденсатосборника рекомендуется предусматривать в характерных низших точках трассы, ниже зоны сезонного промерзания грунта с уклоном трассы газопровода к конденсатосборникам не менее 3 ‰.

Необходимость установки конденсатосборников должна оговариваться в технических условиях на проектирование газораспределительных систем.

Диаметр конденсатосборника, мм, рекомендуется определять по формуле (2.2.1)

$$D_{min} = 0,0255\sqrt{Q_p^2}, \quad (2.2.1)$$

где  $Q_p$  - расчетный расход газа в газопроводе, м<sup>3</sup>/ч.

Компенсаторы на газопроводах устанавливаются для снижения напряжений, возникающих в газопроводе в результате температурных, грунтовых и т.п. воздействий, а также удобства монтажа и демонтажа арматуры.

Установка сальниковых компенсаторов на газопроводах не допускается.

При проектировании и строительстве газопроводов следует использовать естественную самокомпенсацию труб за счет изменения направления трассы как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении и установки в обоснованных случаях неподвижных опор.

### **2.3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ**

При трассировке кольцевой сети по городу необходимо обратить внимание на характер планировки жилых массивов и плотность их застройки. Планировка жилых массивов может быть старой, тогда кварталы имеют сплошную застройку по периметру и состоят из отдельных замкнутых владений.

В этом случае распределительные газопроводы прокладываются по проездам улиц. Пересекаясь между собой, они образуют кольца. От уличных распределительных газопроводов в каждый квартал делаются вводы. Конфигурация внутриквартальной сети будет зависеть от расположения мест вводов в каждое здание.

При новой планировке кварталы застраиваются равномерно по всей площади, образуя отдельные микрорайоны. При такой планировке газопроводы прокладываются внутри микрорайонов, при этом закольцовываются только основные линии.

Распределительная сеть по конфигурации получается смешанной с большим количеством тупиковых участков.

В курсовом проекте распределительные газопроводы следует прокладывать по проездам улиц.

### 2.3.1. Определение расчетных часовых расходов газа по участкам сети

При проектировании распределительной сети низкого давления данные о местах подключения потребителей отсутствуют. Известна только суммарная нагрузка отдельных кварталов и районов.

Всю газоснабжаемую селитебную территорию делят на несколько районов с различной степенью использования газа, считая газовую нагрузку для каждого района равномерно распределенной.

Предполагают равномерный расход газа по пути движения. Такую нагрузку называют путевой. После трассировки сети определяют путевые расходы для каждого участка пропорционально их длине. Для этого вычисляют количества газа потребляемые на территориях, снабжаемых газом от отдельных контуров или участков. Рассчитывают удельные путевые расходы путем деления потребляемого газа на периметр сети, от которой подается газ. Путевые расходы участков определяют умножением удельного расхода на длину участка.

Расчетные часовые расходы газа  $V_p$  (м<sup>3</sup>/ч) по участкам сети необходимо определять при подборе диаметров при ее гидравлическом расчете. Прежде чем приступить к определению  $V_p$ , необходимо:

- 1) на генплан района (города) нанести кольцевую сеть (с учетом сосредоточенных нагрузок), разместить ГРП;
- 2) начертить расчетную схему, проставить на ней номера узлов, колец, длину участков, указать направление движения газа по участкам сети, наметить места встречи потоков газа от разных ГРП.

Кольцевая сеть представляет собой целый ряд замкнутых контуров, примыкающих друг к другу. Если в тупиковой сети газ по участкам газопровода движется строго в одном направлении, то в кольцевой сети можно получить несколько вариантов распределения потоков газа.

При выборе направления движения потоков газа следует придерживаться следующего правила: газ должен двигаться по сети от источника питания к потребителю всегда по кратчайшему расстоянию и не возвращаться обратно.

Изменение направления движения потоков газа даже на одном участке сети приводит к перераспределению расходов газа по всем остальным участкам, а следовательно, и к изменению потерь давления (суммарный же расход газа при этом в целом по всей сети остается неизменным).

Расчетный часовой расход газа на участках кольцевой сети определяют по формуле:

$$V_p = 0,5 \cdot V_n + V_m = V_{\Sigma} + V_m \quad (2.3.1)$$

где  $V_n$  - путевой расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$V_m$  - транзитный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$V_{\Sigma}$  - эквивалентный расход газа, м<sup>3</sup>/ч.

Путевой расход газа – это расход газа, который полностью раздается на данном участке сети. В конце участка  $V_{\Pi} = 0$ .

Эквивалентный расход газа – это такой расход газа на участке сети с равномерно распределенной нагрузкой, при котором полные потери давления соответствуют фактическим.

Транзитный расход газа может разбираться в конце участка (сосредоточенная нагрузка) или предназначаться для последующих участков.

Полный расход газа  $V_{\text{полн}}$ , м<sup>3</sup>/ч, на участке (расход газа в начале участка) определяют по следующей формуле:

$$V_{\text{полн}} = V_{\Pi} + V_T \quad (2.3.2)$$

Для упрощения расчета кольцевой сети условно считают, что газ по длине газопровода расходуется равномерно, и вводят понятие об удельном путевом расходе газа:

$$q_{\text{п}} = V_{\text{к}}/\Sigma l, \quad (2.3.3)$$

где:  $q_{\text{п}}$  – удельный путевой расход газа,  $\text{м}^3/(\text{ч}\cdot\text{м})$ ;

$V_{\text{к}}$  – расход газа, приходящийся на кольцо,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

$$V_{\text{к}} = v \cdot N \quad (2.3.4)$$

где:  $\Sigma l$  – длина питающего контура (кольца), м.

$$v = \Sigma V' / N = \Sigma V_{\text{к}} / N \quad (2.3.5)$$

где:  $v$  – удельный расход газа,  $\text{м}^3/(\text{ч}\cdot\text{чел})$ ;

$N$  – число жителей, приходящихся на кольцо, чел;

$\Sigma V'$  – суммарный равномерно распределенный расход газа,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

$v = 2423,1/20921 = 0,116 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{чел})$ .

Путевой расход газа на каждом участке сети при односторонней или двухсторонней раздаче газа соответственно определяют по формулам:

$$V_{\text{п}} = q_{\text{п}} \cdot l \quad \text{и} \quad V_{\text{п}} = (q_{\text{п}} + q_{\text{п}}') \cdot l, \quad (2.3.6)$$

где:  $l$  – длина участка, м.

Расчет транзитных расходов на участках следует вести против направления движения газ в сторону источника питания, начиная от самых удаленных участков.

Транзитные расходы газа подсчитываются на основании первого закона кольцевых сетей, подобного закону Кирхгофа в электричестве: количество газа, подходящего к узлу, равно количеству газа, уходящего от узла:

$$\Sigma V = 0 \quad (2.3.7)$$

Поток газа, подходящий к узлу, берется обычно со знаком плюс, отходящий – со знаком минус.

Пример 1.

Расчитать часовые расходы газа по участкам газовой сети показанной на рис.1

Общий расход газа составляет  $\Sigma V = 3948,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Сосредоточенная нагрузка  $\Sigma V_{\text{с}} = 422,2 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

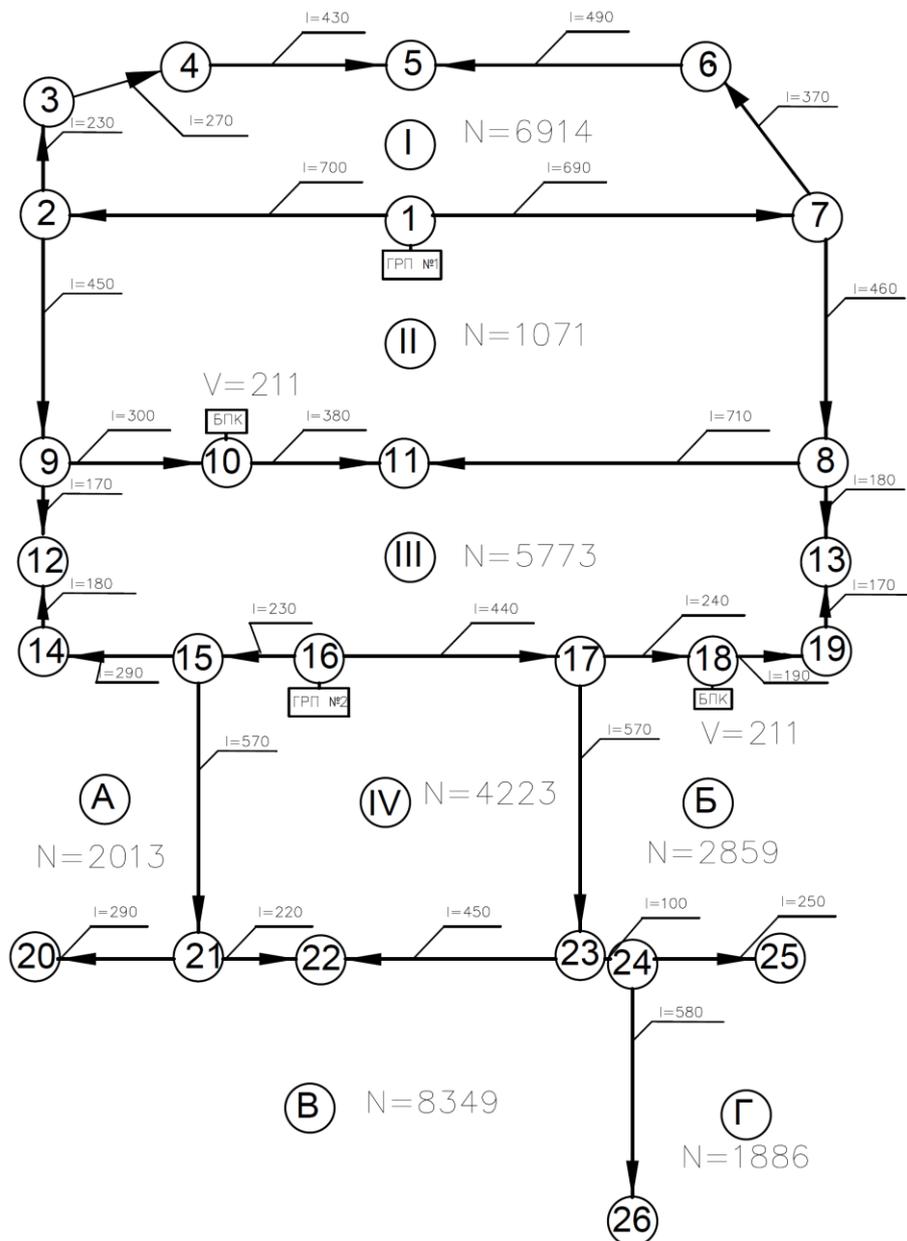


Рис.1. Расчетная схема кольцевой газовой сети  
 Расчет начинают с определения удельного расхода газа:

$$v = \frac{\sum V'}{N} = \frac{\sum V - \sum V_c}{N} = \frac{(3526,1 + 422,2) - 422,2}{42088} = 0,0838 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{чел})$$

Расходы газа на контуры, удельные путевые, путевые, транзитные, полные и расчетные расходы газа определяют, заполняя таблицы 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3.

Таблица 2.3.1. Определение расходов газа на контуры, удельных путевых расходов газа

Номер контура	Удельный расход газа $v$ , $\text{м}^3/(\text{ч}\cdot\text{чел})$	Число жителей в контуре $N_k$ , чел	Расход газа на контур $V_k$ , $\text{м}^3/\text{ч}$	Суммарная длина питающего контура $\sum l$ , м	Удельный путевой расход газа $q_p$ , $\text{м}^3/(\text{ч}\cdot\text{м})$
I	0,084	6914	579,25	3180	0,182

II	10071	843,74	3690	0,229
III	5773	483,66	3480	0,139
IV	4223	353,80	2480	0,143
A	2013	168,65	1150	0,147
Б	2859	239,52	1350	0,177
В	8349	699,47	1640	0,427
Г	1886	158,01	830	0,190
Итого:	42088	3526,10		

Таблица 2.3.2. Определение путевых расходов газа

Номер участка	Удельный путевой расход газа $q_n$ или $(q_n+q_n')$ , $m^3/(ч \cdot m)$	Длина участка $l$ , м	Путевой расход газа $V_n$ , $m^3/ч$
1_2	$0,182+0,229=0,411$	700	287,7
2_3	0,182	230	41,9
3_4	0,182	270	49,1
4_5	0,182	430	78,3
5_6	0,182	490	89,2
6_7	0,182	370	67,3
1_7	$0,182+0,229=0,411$	690	283,6
2_9	0,229	450	103,1
7_8	0,229	460	105,3
9_10	$0,229+0,139=0,368$	300	110,4
10_11	$0,229+0,139=0,368$	380	139,8
11_8	$0,229+0,139=0,368$	710	261,3
9_12	0,139	170	23,6
12_14	0,139	180	25,0
14_15	$0,139+0,147=0,286$	290	82,9
15_16	$0,139+0,143=0,282$	230	64,9
16_17	$0,139+0,143=0,282$	440	124,1
17_18	$0,139+0,177=0,316$	240	75,8
18_19	$0,139+0,177=0,316$	190	60,0
8_13	0,139	180	25,0
13_19	0,139	170	23,6
15_21	$0,143+0,147=0,29$	570	165,3
21_20	$0,147+0,427=0,574$	290	166,5
21_22	$0,143+0,427=0,57$	220	125,4
22_23	$0,143+0,427=0,57$	450	256,5
17_23	$0,143+0,177=0,32$	570	182,4
23_24	$0,177+0,427=0,604$	100	60,4
24_25	$0,177+0,190=0,367$	250	91,8
24_26	$0,427+0,190=0,617$	580	357,9

$$\sum V_n = 3528,1 \sim \sum V' = 3526,10$$

Таблица 2.3.3. Определение расчетных расходов газа

Номер участка	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч				
	V <sub>п</sub>	Vэ=0,5·V <sub>п</sub>	V <sub>т</sub>	V <sub>полн</sub>	V <sub>р</sub>
1_2	287,7	143,85	757,3	1045,0	901
2_3	41,9	20,95	127,4	169,3	148
3_4	49,1	24,55	78,3	127,4	103
4_5	78,3	39,15	0	78,3	39
5_6	89,2	44,6	0	89,2	45
6_7	67,3	33,65	89,2	156,5	123
1_7	283,6	141,8	548,1	831,7	690
2_9	103,1	51,55	484,9	588,0	536
7_8	105,3	52,65	286,3	391,6	339
9_10	110,4	55,2	350,9	461,3	406
10_11	139,8	69,9	0	139,8	70
11_8	261,3	130,65	0	261,3	131
9_12	23,6	11,8	0	23,6	12
12_14	25,0	12,5	0	25,0	13
14_15	82,9	41,45	25	107,9	66
15_16	64,9	32,45	565,1	630,0	598
16_17	124,1	62,05	1319,5	1443,6	1382
17_18	75,8	37,9	294,7	370,5	333
18_19	60,0	30	23,6	83,6	54
8_13	25,0	12,5	0	25,0	13
13_19	23,6	11,8	0	23,6	12
15_21	165,3	82,65	291,9	457,2	375
21_20	166,5	83,25	0	166,5	83
21_22	125,4	62,7	0	125,4	63
22_23	256,5	128,25	0	256,5	128
17_23	182,4	91,2	766,6	949,0	858
23_24	60,4	30,2	449,7	510,1	480
24_25	91,8	45,9	0	91,8	46
24_26	357,9	178,95	0	357,9	179

Пропускную способность всех ГРП, т.е. максимальное количество газа, проходящее через каждый ГРП, определяют на основе таблицы 5:

$$V_{ГРП1} = V_{полн1-2} + V_{полн1-7} = 1045 + 831,7 = 1876,7 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

$$V_{ГРП3} = V_{полн15-16} + V_{полн16-17} = 630 + 1443,6 = 2073,6 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Расчет часовых расходов газа произведен правильно, так как суммарное количество газа, поступающее из всех ГРП в сеть, почти равно заданному:

$$V_{ГРП1} + V_{ГРП3} = 1876,7 + 2073,6 = 3950,3 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Согласно условию задачи  $\sum V = 3948,3 \text{ м}^3 / \text{ч}$

### 2.3.2. Гидравлический расчет кольцевой сети низкого давления

Сеть низкого давления конструируют из условия экономичности с соблюдением требований надежности.

Исходя из определенных выше расчетных расходов газа и заданного расчетного перепада давления в сети, подбирают диаметры всех участков. При подборе используют принцип приоритетности направлений и колец, т.е. сперва подбирают диаметры для главных направлений (проходящих через всю сеть) и для основных колец. При подборе диаметров второстепенных направлений используют оставшиеся перепады давления.

Порядок расчета следующий:

– на расчетной схеме (схема на которой проставлены номера участков, их длины и расчетные расходы газа) выбирают наиболее протяженное направление, которое принимают за расчетное;

– определяют средние удельные потери давления по длине для рассчитываемого направления по формуле

$$P_{CP} = \frac{P_D}{\sum_1^n (I_{P,i})},$$

где:  $P_D$  - расчетный перепад давления, Па;

$n$  - количество участков на расчетном направлении.

– по известному расчетному расходу ( $V_P$ ) и ( $p_{CP}$ ) по номограммам (Рис. 2) подбирают диаметр газопровода на каждом участке и находят табличное значение удельных потерь давления ( $p_{T,i}$ ) Для каждого участка;

– рассчитывают фактические удельные потери давления на участке по формуле

$$P_{\Phi,i} = p_{T,i} \frac{\rho}{\rho_0},$$

где:  $\rho_0$  - плотность газа, при которой составлена таблица или номограмма гидравлического расчета;

- определяют потери давления на участке

$$P_{YЧ,i} = P_{\Phi,i} * I_{P,i}$$

- определяют потери давления на рассчитываемом направлении

$$P_{\Phi} = \sum_1^n (P_{YЧ,i})$$

- сравнивают полученное значение ( $P_{\Phi}$ ) и ( $P_D$ ). При этом величина ( $P_{\Phi}$ ) должна находиться в пределах

$$0,9P_D \leq P_{\Phi} \leq P_D$$

- рассчитывают ответвления от расчетного направления. При этом величину ( $P_D$ ) определяют исходя из того, что потери давления в параллельных ветвях должны быть одинаковы. Невязка потерь давления в параллельных ветвях не должна превышать 10 %.

Производят гидравлическую увязку колец сети.

После предварительного распределения потоков и подбора диаметров для участков сети в общем случае второй закон Кирхгофа не соблюдается. Т.е. для замкнутых контуров сети алгебраическая сумма потерь давления будет не равна нулю

$$\sum \Delta p_i \neq 0.$$

Для увязки используем метод циркуляционных (контурных) расходов, по которому в каждый независимый контур вводится циркуляционный увязочный расход  $\Delta Q_k$ .

$$\Delta Q_k = \Delta Q'_k + \Delta Q''_k,$$

$$\Delta Q'_k = -\frac{\sum_k \Delta p_i}{1,75 \sum_k \frac{\Delta p_i}{Q_i}},$$

$$\Delta Q''_k = \frac{\sum_j \frac{\Delta p_{ij}}{Q_{ij}} \Delta Q_j}{\sum_k \frac{\Delta p_i}{Q_i}},$$

где  $\Delta Q'_k$  - первые поправочные круговые расходы;  $\Delta Q''_k$  - поправки, учитывающие ошибки в соседних кольцах.

Циркуляционный расход алгебраически прибавляется к расходам на участках. К участкам, которые имеют соседние кольца, помимо контурного расхода данного кольца прибавляется контурный расход соседнего кольца с противоположным знаком.

После введения увязочных циркуляционных расходов гидравлические невязки в кольцах превратятся в нуль или окажутся за пределами точности расчета. В результате получают окончательное распределение потоков.

Проверяют полноту использования расчетного перепада давлений от точки питания до конечных точек. При необходимости расчет уточняют.

Предварительно определенные диаметры участков кольцевой части сети могут по размерам сильно отличаться друг от друга. В этом случае кольцо перестает быть резервированным элементом системы, так как участки с малыми диаметрами не смогут пропустить необходимые потоки при аварийных ситуациях. Поэтому возникает задача корректировки сети для повышения ее надежности. На первом этапе были выделены главные кольца. Эти кольца следует расположить по их рангу в ряд. Для оценки значимости кольца целесообразно использовать его материальную характеристику:

$$M = \sum_k d_i l_i.$$

В результате получим ранжированный ряд колец. Корректировка сети заключается в конструировании главных колец с постоянным диаметром. Постоянный диаметр кольца выбирается путем осреднения его материальной характеристики, принимаемой с некоторым увеличением.

$$d_{cp} = (\alpha \sum_k d_{ij} l_{ij}) / \sum_k l_{ij},$$

где  $\alpha$  - коэффициент, учитывающий увеличение материальной характеристики кольца с постоянным диаметром (обычно  $\alpha=1,1$ ).

Первоначально определяют диаметр кольца первого ранга. При осреднении диаметра кольца второго ранга в сумму включают участки, принадлежащие кольцу первого ранга, но при осреднении диаметра кольца диаметры участков, принадлежащие кольцам более высокого ранга, не изменяют. После этого производят гидравлическую увязку и проверяют полноту использования расчетного перепада давления в сети.

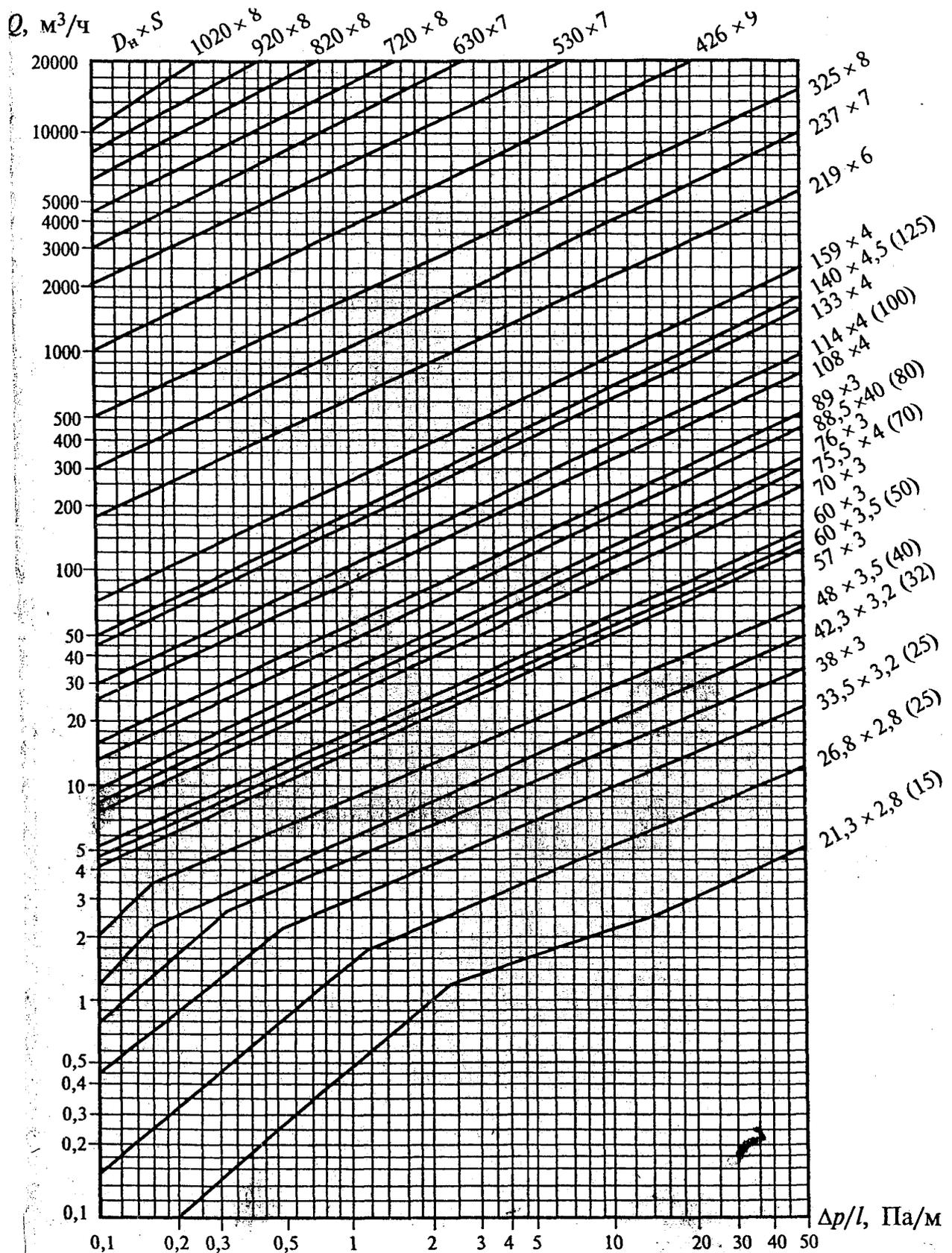


Рис. 2. Номограмма для определения потерь давления в газопроводах низкого давления (до 5 кПа) с природным газом ( $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  при  $0^\circ\text{C}$  и давлении 101,3 МПа).

Пример 2. Выполнить гидравлический расчет газовой сети из примера 1.

Подберем диаметры участков сети при которых сумма потерь давления ( $\Sigma\Delta P$ ) по каждому отдельному направлению не превышает 1200 Па. Давление в узле ( $P_{уз}$ ) рассчитывается исходя из условия, что давление газа на выходе из ГРП 3000 Па. Давление в каждом узле должно быть не меньше 1800 Па.

Целесообразно по ходу расчёта оценивать возможные невязки на ответвлениях и учитывать их при назначении диаметров. Чем точнее будет осуществлён предварительный подбор диаметров кольцевой сети, тем меньше труда будет затрачено на дальнейшую увязку сети.

Расчёты по предварительному назначению диаметров сведём в таблицу 2.3.4.

Таблица 2.3.4. Предварительный расчет кольцевой сети низкого давления

Номер участка	Длина l, м	Расчетная длина участка l <sub>p</sub> , м	Расход газа V <sub>p</sub> , м <sup>3</sup> /ч	Диаметр d <sub>n</sub> x S, мм	Потери давления на участке			Узловое P, Па
					P <sub>т</sub> , Па/м	P, Па/м	ΔP, Па	
Направление 1-7-8-11								
1_7	690	759	690	273*7	0,393	0,29	217,75	2782,25
7_8	460	506	339	219*6	0,317	0,23	117,09	2665,16
8_11	710	781	131	133*4	0,676	0,49	385,41	2279,75
		Σ2046	P <sub>ср</sub> =1200/2046=0,587 Па/м <sup>2</sup>					Σ7727,16
Направление 1-2-9-10-11								
1_2	700	770	901	273*7	0,64	0,47	359,74	2640,26
2_9	450	495	536	219*6	0,762	0,56	275,35	2364,91
9_10	300	330	406	219*6	0,432	0,32	104,07	2260,84
10_11	380	418	70	108*4	0,648	0,47	197,73	2063,11
		Σ2013	P <sub>ср</sub> =1200/2013=0,596 Па/м <sup>2</sup>					Σ9329,11
Направление 2-3-4-5								
2_3	230	253	148	133*4	0,845	0,62	156,06	2484,20
3_4	270	297	103	133*4	0,435	0,32	94,31	2389,88
4_5	430	473	39	89*3,5	0,595	0,43	205,45	2184,44
		Σ1023	P <sub>ср</sub> =(1200-359,74)/1023=0,82 Па/м <sup>2</sup>					Σ7058,52
Направление 7-6-5								
7_6	370	407	123	133*4	0,606	0,44	180,05	2602,20
6_5	490	539	45	89*3,5	0,77	0,56	302,97	2299,23
		Σ946	P <sub>ср</sub> =(1200-217,75)/946=1,04 Па/м <sup>2</sup>					Σ4901,43
Направление 16-17-23-24-26								
16_17	440	484	1382	325*8	0,595	0,43	210,23	2789,77
17_23	570	627	858	273*7	0,589	0,43	269,59	2520,18
23_24	100	110	480	219*6	0,61	0,45	48,98	2471,20
24_26	580	638	179	159*4,5	0,485	0,35	225,88	2245,32
		Σ1859	P <sub>ср</sub> =1200/1859=0,65 Па/м <sup>2</sup>					Σ10026,47
Направление 17-18-19-13								
17_18	240	264	333	159*4,5	1,531	1,12	295,05	2494,72
18_19	190	209	54	89*3,5	1,074	0,78	163,86	2330,86
19_13	170	187	12	57*3	0,706	0,52	96,38	2234,48
		Σ660	P <sub>ср</sub> =(1200-210,23)/660=1,49 Па/м <sup>2</sup>					Σ7060,05
Направление 16-15-21-20								
16_15	230	253	598	219*6	0,944	0,69	174,35	2825,65
15_21	570	627	375	219*6	0,384	0,28	175,76	2824,24

21_20	290	319	83	108*4	0,883	0,64	205,62	2794,38
		∑1199	P <sub>ср</sub> =1200/1199=1,0 Па/м <sup>2</sup>					∑8444,27
Направление 15-14-12								
15_14	290	319	66	89*3,5	1,55	1,13	360,95	2464,70
14_12	180	198	13	57*3	0,825	0,60	119,25	2345,46
		∑517	P <sub>ср</sub> =(1200-174,35)/517=1,98 Па/м <sup>2</sup>					∑4810,16
Перекрышки								
8-13								
8_13	180	198	13	57*3	0,825	0,60	119,25	-
		∑198	P <sub>ср</sub> =(2665,16-2234,48)/198=2,18Па/м <sup>2</sup>					
9-12								
9_12	170	187	12	76*3	0,147	0,11	20,07	-
		∑187	P <sub>ср</sub> =(2364,91-2345,46)/187=0,1Па/м <sup>2</sup>					
23-22								
23_22	450	495	128	108*4	1,95	1,42	704,63	-
		∑495	P <sub>ср</sub> =(2520,18-1800)/495=1,45Па/м <sup>2</sup>					
24_25								
24_25	250	275	46	76*3	1,73	1,26	347,30	-
		∑275	P <sub>ср</sub> =(2471,20-1800)/275=2,44Па/м <sup>2</sup>					
21_22								
21_22	220	242	63	76*3	3,064	2,24	541,29	-
		∑242	P <sub>ср</sub> =(2824,24-1800)/242=4,23Па/м <sup>2</sup>					

Используя результаты расчета начинаем заполнять табл. 2.3.5

Рассчитываем невязки:

$$\delta = \frac{\sum_k \Delta p_i}{0,5 \cdot \sum_k |\Delta p_i|}$$

$$\delta_1 = \frac{114,79}{0,5 \cdot 1516,33} = 15,1\%$$

$$\delta_2 = \frac{-216,64}{0,5 \cdot 1657,14} = -26,2\%$$

$$\delta_3 = \frac{-95,4}{0,5 \cdot 2246,6} = -8,5\%$$

$$\delta_4 = \frac{293,05}{0,5 \cdot 2075,85} = 28,2\%$$

Если хотя бы в одном кольце невязка превышает 10%, то производим гидравлическую увязку колец. Рассчитываем первые поправочные круговые расходы:

$$\Delta V_I' = - \frac{\sum_k \Delta p_i}{1,75 \cdot \sum_k \frac{\Delta p_i}{V_i}} = - \frac{114,79}{1,75 \cdot 16,15} = -4,062 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{II}' = -\frac{-216,64}{1,75 \cdot 7,597} = 16,295 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{III}' = -\frac{-95,4}{1,75 \cdot 43,907} = 1,242 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{IV}' = -\frac{293,05}{1,75 \cdot 15,323} = -10,93 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_I'' = -\frac{\sum_i \frac{\Delta p_{ij}}{V_{ij}} \cdot \Delta V_j}{\sum_i \frac{\Delta p_{ij}}{V_{ij}}} = \frac{(0,399 + 0,316) \cdot 16,295}{16,149} = 0,72 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_I = \Delta V_I' + \Delta V_I'' = -4,062 + 0,72 = -3,34 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{II}'' = \frac{(0,256 + 2,825 + 2,942) \cdot 1,242 + (0,399 + 0,316) \cdot (-4,062)}{7,597} = 0,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{II} = \Delta V_{II}' + \Delta V_{II}'' = 16,295 + 0,6 = 16,897 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{III}'' = \frac{(0,256 + 2,825 + 2,942) \cdot 16,295 + (0,292 + 0,152) \cdot (-10,93)}{43,907} = 2,12 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{III} = \Delta V_{III}' + \Delta V_{III}'' = 1,242 + 2,12 = 3,362 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{IV}'' = \frac{(0,292 + 0,152) \cdot 1,242}{15,323} = 0,036 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{IV} = \Delta V_{IV}' + \Delta V_{IV}'' = -10,93 + 0,036 = -10,89 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Вводим поправочные расходы во все кольца, выполняем первую итерацию: определяем новые расчётные расходы для всех участков и новые значения потерь давления. По окончании первой итерации опять определяем невязки.

$$\delta_1 = \frac{-2,2}{0,5 \cdot 1523,0} = -0,29\%$$

$$\delta_2 = \frac{-41,52}{0,5 \cdot 1638,3} = -5,1\%$$

$$\delta_3 = \frac{27,01}{0,5 \cdot 2319,48} = 2,3\%$$

$$\delta_4 = \frac{-22,26}{0,5 \cdot 2159,19} = -2,1\%$$

Невязка каждого кольца не превышает 10%.

Таблица 2.3.5. Гидравлический расчет кольцевой сети

Номер кольца	Участки				Предварительное распределение расходов				Поправочные расходы $\Delta V, \text{м}^3/\text{ч}$	Первая итерация			
	номер	номер соседнего кольца	$l_p, \text{м}$	$d_{нхS}, \text{мм}$	$V_p, \text{м}^3/\text{ч}$	$P, \text{Па/м}$	$\Delta p, \text{Па}$	$\Delta p/V_p$		$\Delta V_{уч}, \text{м}^3/\text{ч}$	$V_p, \text{м}^3/\text{ч}$	$P, \text{Па/м}$	$\Delta p, \text{Па}$
I	1_2	II	770	273*7	901	0,47	359,74	0,399	-3,34	-20,23	880,8	0,45	346,82
	2_3	-	253	133*4	148	0,62	156,06	1,054		-3,34	144,7	0,59	149,97
	3_4	-	297	133*4	103	0,32	94,31	0,916		-3,34	99,7	0,30	88,89
	4_5	-	473	89*3,5	39	0,43	205,45	5,268		-3,34	35,7	0,37	174,72
	1_7	II	759	273*7	-690	-0,29	-217,75	0,316		-20,23	-710,2	-0,30	-229,94
	7_6	-	407	133*4	-123	-0,44	-180,05	1,464		-3,34	-126,3	-0,46	-188,37
	6_5	-	539	89*3,5	-45	-0,56	-302,97	6,733		-3,34	-48,3	-0,64	-344,29
Невязка 15,1%							114,79	16,149	Невязка -0,29%		-2,20		
II	2_9	-	495	219*6	-536	-0,56	-275,35	0,514	16,89	16,89	-519,1	-0,52	-257,28
	9_10	III	330	219*6	-406	-0,32	-104,07	0,256		13,53	-392,5	-0,31	-100,94
	10_11	III	418	108*4	-70	-0,47	-197,73	2,825		13,53	-56,5	-0,32	-134,87
	1_2	I	770	273*7	-901	-0,47	-359,74	0,399		20,23	-880,8	-0,45	-346,82
	1_7	I	759	273*7	690	0,29	217,75	0,316		20,23	710,2	0,30	229,94
	7_8	-	506	219*6	339	0,23	117,09	0,345		16,89	355,9	0,26	130,02
	8_11	III	781	133*4	131	0,49	385,41	2,942		13,53	144,5	0,56	438,43
Невязка -26,2%							-216,64	7,597	Невязка -5,1%		-41,52		
III	9_10	II	330	219*6	406	0,32	104,07	0,256	3,36	-13,53	392,5	0,31	100,94
	10_11	II	418	108*4	70	0,47	197,73	2,825		-13,53	56,5	0,32	134,87
	8_11	II	781	133*4	-131	-0,49	-385,41	2,942		-13,53	-144,5	-0,56	-438,43
	9_12	-	187	76*3	-12	-0,11	-20,07	1,673		3,36	-8,6	-0,07	-13,38
	14_12	-	198	57*3	13	0,60	119,25	9,173		3,36	16,4	0,92	181,54
	15_14	-	319	89*3,5	66	1,13	360,95	5,469		3,36	69,4	1,23	392,62
	16_15	IV	253	219*6	598	0,69	174,35	0,292		14,25	612,3	0,72	181,73
	16_17	IV	484	325*8	-1382	-0,43	-210,23	0,152		14,25	-1367	-0,43	-206,34
	17_18	-	264	159*4,5	-333	-1,12	-295,05	0,886		3,36	-329,6	-1,10	-289,66
	18_19	-	209	89*3,5	-54	-0,78	-163,86	3,034		3,36	-50,6	-0,69	-145,25
	19_13	-	187	57*3	-12	-0,52	-96,38	8,032		3,36	-8,6	-0,28	-53,18

	8_13	-	198	57*3	13	0,60	119,25	9,173		3,36	16,4	0,92	181,54
	Невязка -8,5%						-95,4	43,907		Невязка 2,3%			27,01
IV	16_15	III	253	219*6	-598	-0,69	-174,35	0,292	-10,89	-14,25	-612,3	-0,72	-181,73
	15_21	-	627	219*6	-375	-0,28	-175,76	0,469		-10,89	-385,9	-0,30	-186,10
	21_22	-	242	76*3	-63	-2,24	-541,29	8,592		-10,89	-73,9	-2,99	-722,89
	16_17	III	484	325*8	1382	0,43	210,23	0,152		-14,25	1367,8	0,43	206,34
	17_23	-	627	273*7	858	0,43	269,59	0,314		-10,89	847,1	0,42	264,10
	23_22	-	495	108*4	128	1,42	704,63	5,505		-10,89	117,1	1,21	598,03
	Невязка 28,2%						293,05	15,323		Невязка -2,1%			-22,26

Предварительно определенные диаметры участков кольцевой сети по размерам сильно отличаются друг от друга. Если кольцо состоит из сильно отличающихся диаметров, то оно перестает быть резервированным элементом системы, так как участки с малыми диаметрами не смогут пропустить необходимые потоки при аварийных ситуациях. Поэтому на втором этапе расчета производим модернизацию разработанной ранее сети для повышения ее надежности с минимальными дополнительными затратами.

Для повышения надежности скорректируем диаметры выбранных основных колец II и III. За принцип корректировки примем примерное сохранение материальной характеристики кольца постоянной.

Проведем осреднение диаметров колец II и III:

кольцо II

$$M_{II} = 219 \cdot (495 + 330 + 506) + 108 \cdot 418 + 273 \cdot (770 + 759) + 133 \cdot 781 = 857923;$$

$$\sum_{II} l = 4059 \text{ м};$$

$$d_{cp}^{II} = \frac{M}{\sum l} = \frac{857923}{4059} = 211,4 \text{ мм}$$

Такого диаметра по используемому в проектировании сортаменту нет, принимаем на всех участках диаметр 219\*6, тогда

$$M''_{II} = 219 \cdot (495 + 770 + 759 + 506 + 330 + 418 + 781) = 888921;$$

Материальная характеристика  $M''_{II}$  превышает  $M_{II}$ , полученную в результате расчета на первом этапе на 3,61% < 10%. Примем участок 1-2 с большим расходом, примыкающий к ГРП диаметром 273\*7, участки 1-7, 2-9, 9-10, 10-11, 8-11, 7-8 диаметром 219\*6, тогда:

$$M'''_{II} = 219 \cdot (495 + 759 + 506 + 330 + 418 + 781) + 273 \cdot 770 = 930501;$$

Материальная характеристика  $M'''_{II}$  превышает  $M_{II}$ , полученную в результате расчета на первом этапе на 8,46%, что увеличит надежность системы газоснабжения.

кольцо III

$$M_{III} = 219 \cdot (330 + 418 + 781 + 253) + 76 \cdot 187 + 57 \cdot (198 + 187 + 198) + 89 \cdot (319 + 209) + 325 \cdot 484 + 159 \cdot 264 = 683969$$

$$\sum_{III} l = 3828 \text{ м};$$

$$d_{cp}^{III} = \frac{M}{\sum l} = \frac{683969}{3828} = 178,9 \text{ мм}$$

Проектируем кольцо из двух ближайших диаметров: участки 9-10, 10-11, 8-11 диаметром 219\*6, эти диаметры изменять нельзя, так как они были приняты в кольце высшего ранга - II. Участки 16-15, 17-18 принимаем диаметром 219\*6 как примыкающие к точке питания кольца 16. Участок с большим расходом 16-17, примыкающий к точке питания кольца, принимаем диаметром 273\*7. Участки 15-14, 14-12, 17-18, 19-13, 18-19, 8-13, 9-12 принимаем меньшим диаметром 159\*4,5. Материальная характеристика равна:

$$M'_{III} = 219 \cdot (330 + 418 + 781 + 253) + 273 \cdot 484 + 159 \cdot (319 + 198 + 187 + 209 + 264 + 198 + 187) = 770748$$

Материальная характеристика  $M'_{III}$  превышает  $M_{III}$ , полученную в результате расчета на первом этапе на 12,69%.

Производим гидравлическую увязку контуров, заполняя таблицу 2.3.6.

После корректировки диаметров невязки увеличились:

$$\delta_1 = \frac{-478,7}{0,5 \cdot 1999,5} = -47,9\%$$

$$\delta_2 = \frac{157,39}{0,5 \cdot 1627,27} = 19,3\%$$

$$\delta_3 = \frac{-485,91}{0,5 \cdot 1213,34} = 80,1\%$$

$$\delta_4 = \frac{262,52}{0,5 \cdot 2443,96} = 21,5\%$$

Рассчитываем поправочные круговые расходы

$$\Delta V_I' = -\frac{\sum_k \Delta p_i}{1,75 \cdot \sum_k \frac{\Delta p_i}{V_i}} = -\frac{-478,8}{1,75 \cdot 16,83} = 16,25 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{II}' = -\frac{157,39}{1,75 \cdot 3,42} = -26,29 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{III}' = -\frac{-474,85}{1,75 \cdot 8,28} = 32,77 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{IV}' = -\frac{265,52}{1,75 \cdot 16,34} = -9,18 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_I'' = -\frac{\sum_i \frac{\Delta p_{ij}}{V_{ij}} \cdot \Delta V_j}{\sum_i \frac{\Delta p_{ij}}{V_{ij}}} = \frac{(0,394 + 0,995) \cdot (-26,29)}{16,83} = -2,17 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_I = \Delta V_I' + \Delta V_I'' = 16,25 + (-2,17) = 14,08 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{II}'' = \frac{(0,257 + 0,529 + 0,387) \cdot 32,77 + (0,394 + 0,995) \cdot 16,25}{3,42} = 17,84 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{II} = \Delta V_{II}' + \Delta V_{II}'' = -26,29 + 17,84 = -8,45 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{III}'' = \frac{(0,257 + 0,725 + 0,387) \cdot (-26,29) + (0,297 + 0,359) \cdot (-9,18)}{8,28} = -5,07 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{III} = \Delta V_{III}' + \Delta V_{III}'' = 32,77 + (-5,07) = 27,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{IV}'' = \frac{(0,297 + 0,359) \cdot 32,77}{16,34} = 1,32 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\Delta V_{IV} = \Delta V_{IV}' + \Delta V_{IV}'' = -9,18 + 1,32 = -7,86 \text{ м}^3/\text{ч}$$

После введения поправочных расходов невязки составили:

$$\delta_1 = \frac{-50,67}{0,5 \cdot 1939,91} = -5,2\%$$

$$\delta_2 = \frac{65,93}{0,5 \cdot 1620,84} = 8,1\%$$

$$\delta_3 = \frac{-341,99}{0,5 \cdot 1225,84} = 5,5\%$$

$$\delta_4 = \frac{-16,26}{0,5 \cdot 2520,24} = -1,3\%$$

Таблица 2.3.6. Гидравлическая увязка кольцевой сети на втором этапе расчета

Номер кольца	Участки				Предварительное распределение расходов				Поправочные расходы $\Delta V, \text{м}^3/\text{ч}$	Первая итерация				
	номер	номер соседнего кольца	$l, \text{м}$	$dn \times S, \text{мм}$	$V_p, \text{м}^3/\text{ч}$	$P, \text{Па/м}$	$\Delta p, \text{Па}$	$\Delta p/V_p$		$\Delta V_{\text{уч}}, \text{м}^3/\text{ч}$	$V_p, \text{м}^3/\text{ч}$	$P, \text{Па/м}$	$\Delta p, \text{Па}$	$\Delta p/V_p$
I	1_2	II	770	273*7	880,8	0,45	346,82	0,394	14,08	22,53	903,3	0,47	361,99	0,401
	2_3	-	253	133*4	144,7	0,59	149,97	1,036		14,08	158,8	0,59	149,97	0,945
	3_4	-	297	133*4	99,7	0,30	88,89	0,892		14,08	113,8	0,38	113,61	0,998
	4_5	-	473	89*3,5	35,7	0,37	174,72	4,894		14,08	49,8	0,67	319,05	6,409
	1_7	II	759	219*6	-710,2	-0,93	-706,44	0,995		22,53	-687,7	-0,87	-662,6	0,964
	7_6	-	407	133*4	-126,3	-0,46	-188,37	1,491		14,08	-112,2	-0,37	-151,2	1,348
	6_5	-	539	89*3,5	-48,3	-0,64	-344,29	7,128		14,08	-34,2	-0,34	-181,3	5,301
Невязка -47,9%							-478,70	16,83	Невязка -5,2%			-50,67	16,365	
II	2_9	-	495	219*6	-519,1	-0,52	-257,28	0,496	-8,45	-8,45	-527,6	-0,54	-266,3	0,505
	9_10	III	330	219*6	-392,5	-0,31	-100,94	0,257		-36,15	-428,7	-0,36	-119,2	0,278
	10_11	III	418	219*6	-56,5	-0,072	-29,90	0,529		-36,15	-92,7	-0,07	-29,90	0,323
	1_2	I	770	273*7	-880,8	-0,45	-346,82	0,394		-22,53	-903,3	-0,47	-361,9	0,401
	1_7	I	759	219*6	710,2	0,93	706,44	0,995		-22,53	687,7	0,87	662,67	0,964
	7_8	-	506	219*6	355,9	0,26	130,02	0,365		-8,45	347,5	0,25	124,85	0,359
	8_11	III	781	219*6	144,5	0,072	55,87	0,387		-36,15	108,4	0,07	55,87	0,516
Невязка 19,3%							157,39	3,42	Невязка 8,1%			65,93	3,345	
III	9_10	II	330	219*6	392,5	0,31	100,94	0,257	27,7	36,15	428,7	0,36	119,25	0,278
	10_11	II	418	219*6	56,5	0,072	29,90	0,529		36,15	92,7	0,07	29,90	0,323
	8_11	II	781	219*6	-144,5	-0,072	-55,87	0,387		36,15	-108,4	-0,07	-55,87	0,516
	9_12	-	187	159*4,5	-8,6	-0,072	-13,38	1,556		27,70	19,1	0,07	13,38	0,700
	14_12	-	198	159*4,5	16,4	0,072	14,16	0,864		27,70	44,1	0,07	14,16	0,321
	15_14	-	319	159*4,5	69,4	0,072	22,82	0,329		27,70	97,1	0,12	37,49	0,386
	16_15	IV	253	219*6	612,3	0,72	181,73	0,297		35,56	647,9	0,79	200,20	0,309
	16_17	IV	484	273*7	-1367,8	-1,01	-491,11	0,359		35,56	-1332	-0,97	-468,1	0,351
	17_18	-	264	159*4,5	-329,6	-0,99	-260,94	0,792		27,70	-301,9	-0,93	-244,9	0,811
18_19	-	209	159*4,5	-50,6	-0,07	-14,95	0,295	27,70	-22,9	-0,07	-14,95	0,653		

	19_13	-	187	159*4,5	-8,6	-0,07	-13,38	1,556		27,70	19,1	0,07	13,38	0,700	
	8_13	-	198	159*4,5	16,4	0,07	14,16	0,864		27,70	44,1	0,07	14,16	0,321	
	Невязка -80,1%						-485,91	8,08		Невязка -5,5 %			-	341,99	3,854
IV	16_15	III	253	219*6	-612,3	-0,72	-181,73	0,297	-7,86	-35,56	-647,9	-0,79	-200,2	0,309	
	15_21	-	627	219*6	-385,9	-0,30	-186,1	0,482		-7,86	-393,8	-0,31	-192,7	0,489	
	21_22	-	242	76*3	-73,9	-2,99	-722,89	9,782		-7,86	-81,8	-3,62	-875,3	10,706	
	16_17	III	484	273*7	1367,8	1,01	491,11	0,359		-35,56	1332,2	0,97	468,15	0,351	
	17_23	-	627	273*7	847,1	0,42	264,1	0,312		-7,86	839,2	0,41	259,52	0,309	
	23_22	-	495	108*4	117,1	1,21	598,03	5,107		-7,86	109,2	1,06	524,32	4,800	
	Невязка 21,5%						262,52	16,34		Невязка -1,3%			-16,26	16,965	

## 2.4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ

Газовые сети высокого (среднего) давления являются верхним иерархическим уровнем городской системы газоснабжения. Для средних и больших городов их проектируют кольцевыми (резервированными), для малых городов они могут выполняться в виде разветвленных тупиковых сетей.

Все городские сети рассчитывают на заданный перепад давления. Расчетный перепад давления для сетей высокого (среднего) давления определяют исходя из следующих соображений. Начальное давление принимают максимальным по СНиП. Конечное давление принимают таким, чтобы при максимальной нагрузке сети было обеспечено минимально допустимое давление газа перед регулятором. Величина этого давления складывается из максимального давления газа перед горелками, перепада давлений в абонентском ответвлении при максимальной нагрузке и перепада в газорегуляторном пункте. Большинство конструкций регуляторов устойчиво работает при перепаде давления на рабочем органе регулятора 0,05...0,1 МПа, поэтому перед сетевыми ГПР достаточно иметь избыточное давление примерно 0,15-0,2 МПа, перед ГРУ предприятий и котельных, горелки которых работают на газе среднего давления – 0,25 – 0,28 МПа.

Для разветвленных (нерезервированных) сетей потокораспределение однозначно определяется заданной схемой системы, а диаметры рассчитывают при полном использовании максимального перепада давления. Для сокращения расходов на сеть следует проводить технико-экономический расчет диаметров.

Порядок расчета следующий:

– на расчетном направлении выбирают наиболее протяженное направление, которое выбирают за расчетное;

– определяют для расчетного направления величину аналогичную средним удельным потерям давления по длине

$$a_{cp} = \frac{[P_H^2 - P_K^2]}{\sum_1^n (l_{p.i})};$$

– по известному расходу газа ( $V_p$ ) и ( $a_{cp}$ ) по таблице 2.4.1. подбирают диаметр газопровода на каждом участке и находят табличное значение величины ( $a_{T.i}$ ) для каждого участка;

– рассчитывают фактическое значение величины ( $a$ ) на участке

$$a_{\phi.i} = a_{T.i} \frac{\rho}{\rho_m};$$

– в зависимости от рассчитываемого объекта фиксируют величину начального ( $P_H$ ) или конечного ( $P_K$ ) давления на рассчитываемом направлении;

– если зафиксирована величина начального давления на рассчитываемом направлении ( $P_H$ ), то определяют величину конечного давления на каждом участке

$$P_{к.і} = \sqrt{(P_{н.і}^2 - a_{\phi.і} \cdot l_{p.і})}.$$

При этом следует учитывать, что величина конечного давления на  $i$ -ом участке является величиной начального давления на  $(i + 1)$ -ом участке (при условии нумерации участков по ходу движения газа).

- если зафиксирована величина конечного давления на рассчитываемом направлении ( $P_k$ ), то определяют величину начального давления на каждом участке

$$P_{н.і} = \sqrt{(P_{к.і}^2 - a_{\phi.і} \cdot l_{p.і})}.$$

При этом следует учитывать, что величина начального давления на  $i$ -ом участке является величиной конечного давления на  $(i - 1)$ -ом участке (при условии нумерации участков по ходу движения газа).

Рассчитанная величина давления ( $P_{к.ф}$ ) должна отличаться от принятого значения ( $P_k$ ) не более чем на (+10%), а рассчитанная величина давления ( $P_n$ ) от принятого ( $P_{н.ф}$ ) не более чем на (-10 %).

Пример 3. Выполнить гидравлический расчет газопроводов среднего давления (рис. 3). Давление газа на выходе из ГРС принять 0,4 МПа. Давление перед потребителями, расходы газа, длины участков указаны на схеме. Плотность газа  $\rho = 0,934 \text{ кг/м}^3$ . Расчет начинают с определения  $\alpha_{cp}$  для главного направления 1-2-

$$3-4-5-6: \alpha_{cp} = \frac{[P_n^2 - P_k^2]}{\sum_1^n (l_{p.і})} = \frac{0,4^2 - 0,25^2}{2,970} = 0,033 \text{ МПа}^2 / \text{км}. \text{ По расходу газа на каждом}$$

участке и величине  $\alpha_{cp}$  подбирают диаметры, выписывают значения  $a_{T.і}$  и определяют конечное давление  $P_k$  (табл. 2.4.2.).

После этого рассчитывают ответвления 7, 8, 9, 10, 11, определив предварительно  $\alpha_{cp}$ . Диаметры на всех участках подобраны верно, так как расчетные давления у всех потребителей получились близки к заданным.

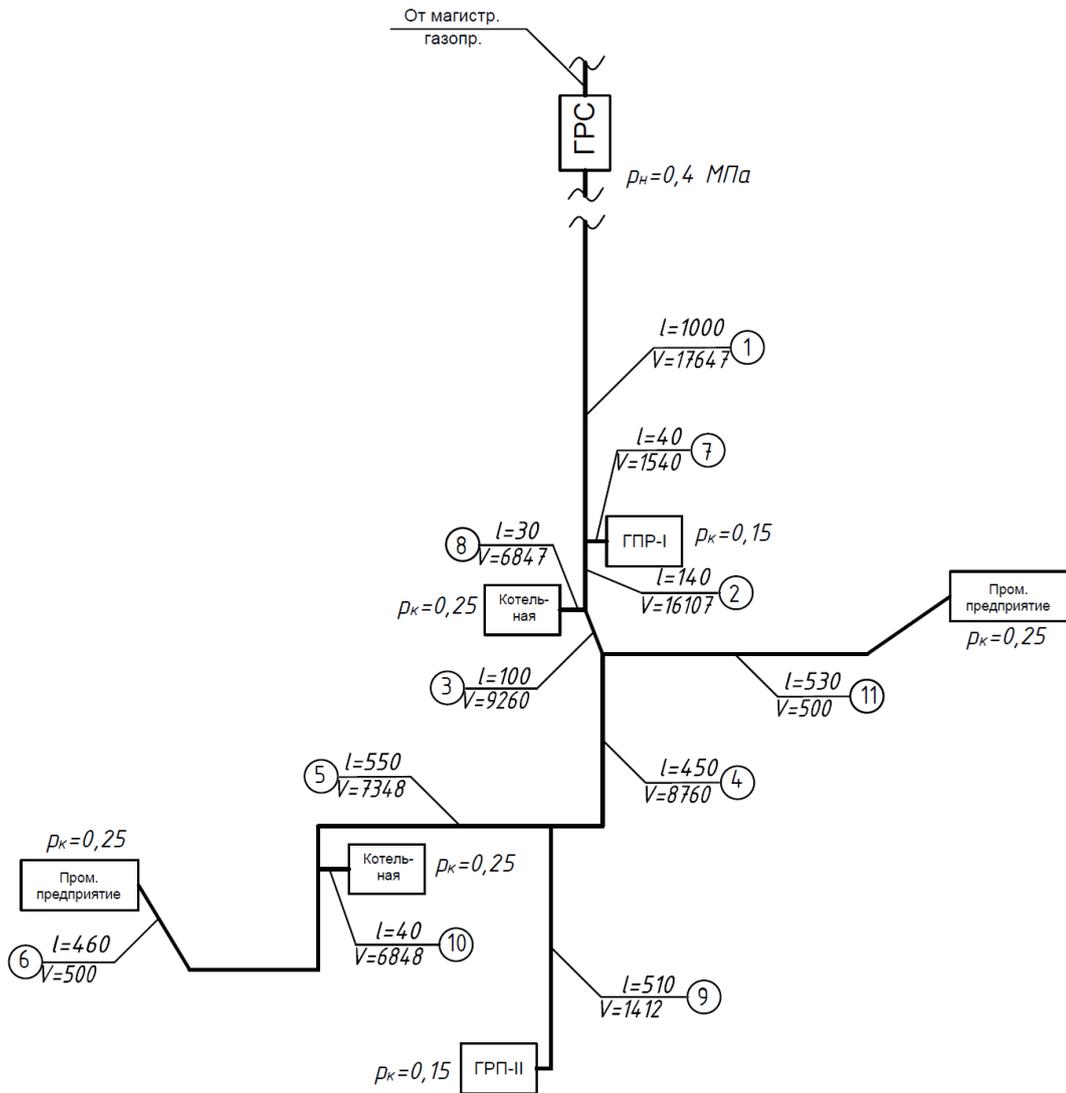


Рис. 3. Расчетная схема газопроводов среднего давления

Таблица 2.4.1. Расчет газопроводов среднего или высокого давления  
(природный газ  $\rho_m = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Трубы стальные бесшовные диаметром					
	57x3	76x3	89x3,5	108x4	133x4	159x4,5
$a_T \cdot \text{МПа}^2 / \text{км}$						
50	0,00194	0,00041	0,00019			
100	0,00712	0,00146	0,00067	0,00025		
150	0,0154	0,00312	0,0014	0,00053		
200	0,0269	0,00585	0,00242	0,0009		
250	0,0414	0,00821	0,0037	0,0014		
300	0,059	0,012	0,0052	0,0019	0,00063	
350	0,08	0,0157	0,007	0,00257	0,00084	
400	0,103	0,0203	0,0091	0,0033	0,00108	
450	0,131	0,0255	0,0114	0,00414	0,00135	
500	0,161	0,0313	0,014	0,0051	0,00164	0,00066
550	0,194	0,0377	0,0167	0,0061	0,00196	0,00079
600	0,23	0,045	0,0198	0,0072	0,0023	0,00093
650	0,264	0,052	0,023	0,0084	0,0027	0,00108
700	0,312	0,0603	0,0267	0,0097	0,0031	0,00124
750	0,358	0,0692	0,0306	0,011	0,00354	0,0014
800	0,407	0,0784	0,0347	0,0125	0,004	0,0016
850	0,459	0,0884	0,039	0,0141	0,0045	0,0018
900	0,514	0,099	0,044	0,0157	0,005	0,002
950	0,572	0,11	0,0485	0,0174	0,0056	0,0022
1000	0,633	0,122	0,0536	0,0193	0,0062	0,0024
1100		0,147	0,065	0,0232	0,0074	0,0029
1200		0,176	0,0767	0,0275	0,0087	0,00345
1300		0,206	0,0898	0,0322	0,0102	0,004
1400		0,239	0,104	0,0372	0,0118	0,0046
1500		0,274	0,1191	0,0426	0,0135	0,0053
1600		0,312	0,1353	0,0483	0,01523	0,006
1700		0,352	0,1525	0,0544	0,0172	0,0067
1800		0,395	0,171	0,0609	0,0192	0,0075
1900		0,440	0,19	0,0677	0,0214	0,0084
2000		0,488	0,210	0,075	0,0236	0,0092
2500			0,327	0,116	0,0366	0,014
3000				0,167	0,0523	0,0204
3500				0,226	0,071	0,028
4000				0,295	0,092	0,0358
4500				0,372	0,1165	0,045
5000				0,46	0,1435	0,0556
5500					0,173	0,0671
6000					0,207	0,08
6500					0,241	0,0933
7000					0,2795	0,108
7500					0,321	0,124
8000					0,364	0,141

Продолжение табл. 2.4.1.

Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Трубы стальные бесшовные				
	диаметром				
	219x6	273x7	325x8	377x9	426x9
$a_T \cdot \text{МПа}^2 / \text{км}$					
500	0,00014				
550	0,00017				
600	0,00019				
650	0,00023				
700	0,00026				
750	0,00030				
800	0,00034				
850	0 00037				
900	0,00042				
950	0,00046				
1000	0,00051	0,00016			
1100	0,00061	0,00019			
1200	0,00068	0,00022			
1300	0,00083	0,00026			
1400	0,00096	0,00030			
1500	0,00109	0,00034	0,00014		
1600	0,00123	0,00038	0,00016		
1700	0,00138	0,00043	0,00018		
1800	0,00154	0,00047	0,00020		
1900	0,0017	0,00052	0,00022		
2000	0 00188	0,00058	0,00024	0,00011	0,000061
2500	0,0029	0,00088	0,00036	0,00017	0,00009
3000	0,0041	0,00124	0,00051	0,00024	0,00013
3500	0,0055	0,0017	0,00068	0,00032	0,00017
4000	0,0072	0,0022	0,00088	0,00041	0,00022
4500	0,009	0,0027	0,0011	0,00052	0,00027
5000	0,011	0,0033	0,0014	0,00063	0,00033
5500	0,0133	0, 004	0,0016	0,00076	0 00040
6000	0,016	0,0047	0,0019	0,00089	0,00047
6500	0,018	0,0055	0,0022	0,00104	0,00054
7000	0,021	0,0064	0,0026	0,0012	0,00063
7500	0,0244	0,0073	0 0029	0,0014	0,00072
8000	0,028	0,0083	0,0033	0,00155	0,00081
8500	0,031	0,0093	0,0038	0,00174	0,00091
9000	0,035	0,0104	0,0042	0,00194	0,00101
9500	0,039	0,0116	0,0047	0,00216	0,00112
10000	0,043	0,013	0,0052	0,0024	0,00124
11000	0 052	0,0154	0,0062	0,0029	0,0015
12000	0,062	0,0183	0,0074	0,0034	0,0018
13000	0,072	0,0214	0,0086	0,004	0,0021
14000	0,084	0,025	0,0099	0,0046	0,0024
15000	0,094	0,028	0,011	0,0052	0,0027
16000	0,109	0,032	0,013	0,006	0,0031
17000	0,123	0,036	0,015	0,0067	0,0035
18000	0,14	0,041	0,016	0,0075	0,0039

Табл.2.4.2. Гидравлический расчет сети среднего давления

Номер участка	Расхода газа $V_p$ , $M^3/ч$	Длина участка $L$ , км	Расчетная длина участка $L_p$ , км	$\alpha_T$ , $MПа^2/км$	$\alpha_{ф}$ , $MПа^2/км$	$d_{нт} \times S$ , мм	Давление газа в начале участка $P_{н}$ , $MПа$	Давление газа в конце участка $P_{к}$ , $MПа$
Главное направление 1-2-3-4-5-6								
$\alpha_{cp} = \frac{0,4^2 - 0,25^2}{2,970} = 0,033 \text{ MПа}^2 / км$								
1	17647	1,00	1,100	0,016	0,020	273×7	0,4	0,371
2	16107	0,14	0,154	0,032	0,041	273×7	0,371	0,362
3	9260	0,10	0,110	0,037	0,047	219×6	0,362	0,355
4	8760	0,45	0,495	0,033	0,042	219×6	0,355	0,324
5	7348	0,55	0,605	0,023	0,029	219×6	0,324	0,295
6	500	0,46	0,506	0,0313	0,040	76×3	0,295	0,259
$\Sigma L_p = 2,970$								
Ответвление, участок 7								
$\alpha_{cp} = \frac{0,371^2 - 0,15^2}{0,044} = 2,617 \text{ MПа}^2 / км$								
7	1540	0,04	0,044	0,289	0,370	76×3	0,371	0,348
Ответвление, участок 8								
$\alpha_{cp} = \frac{0,362^2 - 0,25^2}{0,033} = 2,077 \text{ MПа}^2 / км$								
8	6847	0,03	0,033	0,268	0,343	133×4	0,362	0,346
Ответвление, участок 9								
$\alpha_{cp} = \frac{0,324^2 - 0,15^2}{0,561} = 0,147 \text{ MПа}^2 / км$								
9	1412	0,51	0,561	0,106	0,136	89×3,5	0,324	0,170
Ответвление, участок 10								
$\alpha_{cp} = \frac{0,295^2 - 0,25^2}{0,044} = 0,557 \text{ MПа}^2 / км$								
10	6848	0,04	0,044	0,268	0,343	133×4	0,295	0,268
Ответвление, участок 11								
$\alpha_{cp} = \frac{0,355^2 - 0,25^2}{0,583} = 0,109 \text{ MПа}^2 / км$								
11	500	0,53	0,583	0,0313	0,040	76×3	0,355	0,320

## 2.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ ЖИЛОГО ДОМА

### 2.5.1. Внутреннее газовое оборудование.

Работа газовых аппаратов характеризуется тепловой мощностью и эффективностью, которая оценивается коэффициентом полезного действия и теплопроизводительностью. Различают номинальные и предельные значения этих показателей. Номинальной тепловой мощностью называют мощность, при которой аппарат имеет наилучшие рабочие показатели — наибольшую полноту сгорания газа при наиболее высоком КПД. При этом в конструктивных элементах газовых аппаратов не должны возникать опасные тепловые напряжения, которые смогут сократить срок их службы. Номинальная тепловая мощность, которая указывается в паспорте аппарата, определяется при номинальной тепловой нагрузке. Предельной тепловой мощностью является максимальная тепловая нагрузка, превышающая номинальную на 20%.

Для нормальной работы газогорелочного устройства необходимо обеспечить:

подачу топлива с определенными параметрами;

подачу воздуха в количестве, достаточном для полного сжигания газа;

перемешивание газа с воздухом; зажигание газозоодушнoй смеси и поддержание в зоне горения температуры, обеспечивающей полноту сгорания горючих компонентов этой смеси; своевременный отвод продуктов сгорания из зоны горения без нарушения процессов сжигания газа.

Бытовую газовую аппаратуру можно сгруппировать следующим образом:

приборы для приготовления пищи (газовые плиты);

приборы для горячего водоснабжения (проточные водонагреватели);

приборы для индивидуального отопления (емкостные водонагреватели, газовые камины).

Характеристики газового оборудования можно принять по табл. 2.5.1.

Таблица 2.5.1. Расход газа для приборов и оборудования при  $Q_n \approx 36000$  кДж/м<sup>3</sup>

Прибор	Расход теплоты ,ккал/ч	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч
Плита двухгорелочная без духового шкафа	3200	0,4
То же с духовым шкафом	6000	0,75
Плита трехгорелочная с духовым шкафом	7760	0,95
Плита четырехгорелочная с духовым шкафом	9600	1,25
Кипятильник	16480	2,0
Водонагреватель проточный	18000-25000	2,3-3,2
Водонагреватель емкостный 80л	6000	0,75
120л	12000	1,5
Камин газовый	14400	0,15

Установка счетчиков предусматривается исходя из условий удобства их монтажа, обслуживания и ремонта. Высоту установки счетчиков, как правило, следует принимать 1,6 м от уровня пола помещения или земли.

Установку счетчика внутри помещения предусматривают вне зоны тепло- и влаговыделений (от плиты, раковины и т.п.) в естественно проветриваемых местах. Не рекомендуется устанавливать счетчики в застойных зонах помещения (участки помещения, отгороженные от вентиляционного канала или окна, ниши и т.п.).

Расстояние от мест установки счетчиков до газового оборудования принимают в соответствии с требованиями и рекомендациями предприятий-изготовителей, изложенными в паспортах счетчиков. При отсутствии в паспортах вышеуказанных требований размещение счетчиков следует предусматривать, как правило, на расстоянии (по радиусу) не менее 0,8 м от бытовой газовой плиты и отопительного газоиспользующего оборудования (емкостного и проточного водонагревателя, котла, теплогенератора).

Пример установки газовых приборов показан на рис. 4.

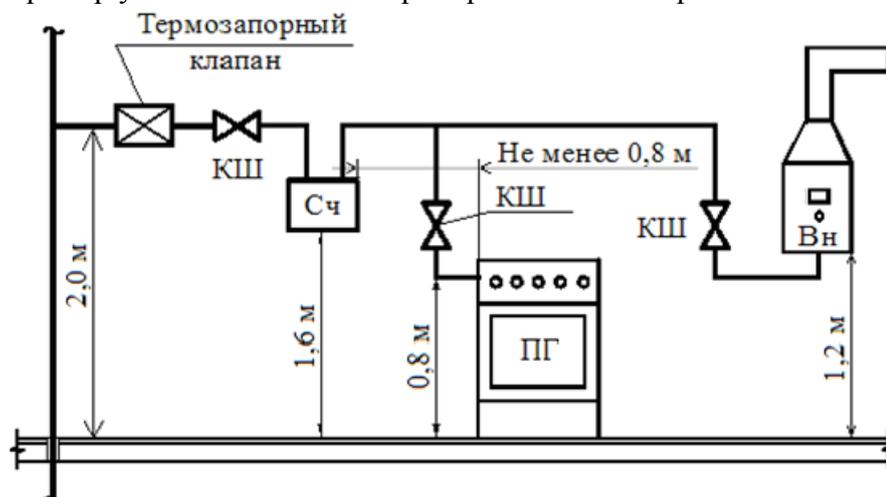


Рис. 4. Установка газовых приборов

Таблица 2.5.2. Основные технические характеристики бытовых газовых счетчиков

Наименование характеристики	Типоразмер			
	G 1,6	G 2,5	G 4	G 6
Номинальный расход $Q_{ном}$ , м <sup>3</sup> /ч	1,6	2,5	4	6
Максимальный расход $Q_{max}$ , м <sup>3</sup> /ч	2,5	4	6	10
Минимальный расход $Q_{min}$ , м <sup>3</sup> /ч	0,016	0,025	0,04	0,06
Максимальное давление, кПа	4,0	4,0	4,0	3,5
Температура эксплуатации, °С	от -10 до +50		от -30 до +50	
Потери давления при номинальной нагрузке, не более, Па	98	98	98	98
Габаритные размеры, мм	178x133x218		306x165x223	
Масса, кг	2,2	2,2	3,8	3,8

### 2.5.2. Внутридомовые газопроводы

Газопроводы, прокладываемые внутри зданий и сооружений, изготавливают из стальных труб, соединения которых производят, как правило, сваркой. Разъемные (резьбовые и фланцевые) соединения допускается выполнять только в местах установки запорной арматуры, газовых и контрольно-измерительных приборов, регуляторов давления, счетчиков и другого оборудования, причем эти соединения должны быть доступными для осмотра и ремонта.

Присоединение к газопроводам бытовых газовых приборов, КИП, баллонов СУГ, газогорелочных устройств переносного и передвижного газоиспользующего обо-

рудования разрешается предусматривать гибкими рукавами, стойкими к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре.

Установку отключающих устройств следует предусматривать:

перед газовыми счетчиками (если для отключения счетчика нельзя использовать отключающее устройство на вводе);

перед бытовыми газовыми приборами, плитами, пищеварочными котлами, отопительными печами, газовым оборудованием и контрольно-измерительными приборами;

на вводе газопровода в помещение при размещении в нем ГРУ или газового счетчика с отключающим устройством на расстоянии более 10 м от места ввода.

Прокладку газопроводов внутри зданий и сооружений обычно ведут открытым способом.

Крепление открыто прокладываемых газопроводов к стенам; колоннам и перекрытиям внутри зданий осуществляют при помощи кронштейнов, хомутов, крючьев или подвесок на расстоянии, обеспечивающем возможность осмотра и ремонта самих газопроводов и установленной на них арматуры.

Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций прокладывают в футлярах. Пространство между газопроводом и футляром заделывают просмоленной паклей, резиновыми втулками или другими эластичными материалами. Конец футляра должен выступать над полом не менее чем на 3 см.

Внутренние газопроводы, в том числе прокладываемые в каналах, окрашивают. Для окраски используют водостойкие лакокрасочные материалы.

Для строительства наружных и внутренних газопроводов используют трубы, изготовленные из спокойной малоуглеродистой стали группы В (ГОСТ 380 — 88) не ниже категории II марок Ст2, Ст3 и марки Ст4 при содержании углерода не более 0,25%; стали марок 0,8, 10, 15, 20 (ГОСТ 1050 — 88); низколегированной стали марок 09Г2С, 17ГС, 171С (ГОСТ 19281 — 89) не ниже категории VI; стали 10Г2 (ГОСТ 4543 — 71). Сварные соединения труб должны быть равнопрочны с основным металлом труб.

### 2.5.3. Расчет внутридомовых газопроводов

Расчетные расходы газа по участкам сети подсчитывают по формуле:

$$V_p = \sum_{i=1}^m V_i \cdot n_i \cdot k_o$$

, где:  $n_i$  – количество квартир, подключенных к данному участку;

$V_i$  – расход газа на одну квартиру, м<sup>3</sup>/ч;

$k_o$  – коэффициент одновременности (принимается по табл. 2.5.3.).

Таблица 2.5.3.

Число квартир	Коэффициент одновременности $k_o$ в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375

Число квартир	Коэффициент одновременности $k_o$ в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,280	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135

**Примечания:**

1. Для квартир, в которых устанавливается несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать как для такого же числа квартир с этими газовыми приборами.

2. Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85 независимо от количества квартир.

Величина потерь давления во внутридомовых газопроводах определяться с учетом потерь давления в приборах по формуле

$$P_d = P_{д.т} - P_{пр},$$

где:  $P_{пр}$  - потери давления в приборах, Па.

Потери давления в приборах рекомендуется принимать:

- для газовых плит - 40÷60 Па;
- для проточных (скоростных), емких водонагревателей и печей - 80÷100 Па.

Гидравлический расчет начинают с участков, наиболее удаленных от ввода. Допустимый перепад давления согласно принимают равным 350 Па.

Определяют средние удельные потери падения:

$$P_{cp} = \frac{\beta \cdot (\Delta P_d - \Delta P_{пр} - \Delta P_c)}{\sum l},$$

где:  $\beta$  – коэффициент, учитывающий долю потерь давления на преодоление сопротивлений трения от допустимого давления,  $\beta=0,55-0,65$ ;

$\sum l$  – суммарная длина всех участков направления, м;

$\Delta P_{пр}$  – потери давления в приборах, Па;

$\Delta P_c$  – потери в счетчике, Па.

Потери давления в приборах рекомендуется принимать:

– для газовых плит - 40÷60 Па;

– для проточных (скоростных), емких водонагревателей и печей - 80÷100 Па.

По расчетным расходам и средним удельным потерям давления (табл. 2.5.4.) находят диаметр, удельные потери, эквивалентную длину на каждом участке.

Диаметр участков, подводящих газ от стояков к приборам не рассчитываются, а принимаются равными диаметру присоединительного штуцера прибора.

Диаметр стояка не может быть меньше диаметра подводящего к прибору трубопровода.

Потери давления на участке могут определяться или через эквивалентные длины с учетом всех местных сопротивлений, или через надбавки, укрупненно учитывающие эти местные сопротивления. По первому методу потери давления в местных сопротивлениях условно заменяются потерями на трение. Поэтому в формулу по определению фактических потерь давления  $\Delta P$  подставляют расчетную длину:

$$l_p = l + l_{\Sigma} \cdot \Sigma \zeta$$

Эквивалентной длиной местного сопротивления называется такая длина участка прямого трубопровода, линейные потери которого равны потерям от местных сопротивлений при  $\Sigma \xi = 1$ .

$l_{\Sigma}$  и удельные потери давления  $r$  определяются по таблицам в зависимости от расчетного расхода.

При разных высотных отметках начала и конца участка газопровода необходимо учитывать гидростатическое давление:

$$p_{гст} = \pm gH(\rho_v - \rho_g) ,$$

где  $\rho_v$  – плотность воздуха,  $\rho_v = 1,29$  кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_g$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9.81$  м/с<sup>2</sup>;

$H$  – разность высотных отметок начала и конца участка, м.

Величина потерь давления на рассчитываемом направлении определяется с учетом гидростатического давления по формуле

$$P_{\phi} = \sum_1^n (P_{уч}) + P_{г} + P_{пр} ,$$

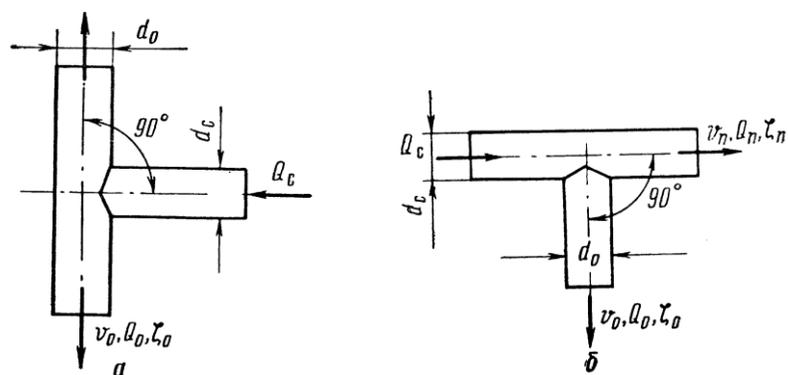
Таблица 2.5.4.

Таблица для расчета газопроводов низкого давления [Природный газ ( $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ;  $v = 15 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ )]

Удельные потери давления, Па/м	Трубы стальные водогазопроводные (газовые) ГОСТ 3262-75*. Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	1/2; 21,26 и 15,75	3/4; 26,75 и 21,25	1; 33,5 и 27	1 1/4; 42,25 и 35,75	1 1/2; 48 и 41	2; 60 и 53	2 1/2; 75 и 68	3; 88,5 и 80,5
	расход газа, м <sup>3</sup> /ч /эквивалентная длина прямолинейного участка, м							
0,1	0,049/0,018	0,16/0,059	0,42/0,155	1,23/0,46	2,15/0,76	4,32/1,1	8,50/1,6	13,4/2,0
0,11	0,053/0,020	0,18/0,067	0,47/0,174	1,41/0,52	2,27/0,80	4,55/1,2	9,97/1,6	14,1/2,1
0,12	0,058/0,021	0,19/0,070	0,51/0,189	1,55/0,57	2,39/0,81	4,78/1,2	9,42/1,6	14,8/2,1
0,15	0,073/0,027	0,24/0,089	0,63/0,23	1,85/0,65	2,71/0,84	5,43/1,2	10,7/1,7	16,8/2,1
0,17	0,082/0,030	0,27/0,099	0,71/0,26	2,01/0,70	2,91/0,86	5,83/1,2	11,4/1,7	18,1/2,2
0,20	0,097/0,036	0,32/0,118	0,84/0,31	2,20/0,72	3,19/0,88	6,39/1,3	12,5/1,8	19,9/2,3
0,22	0,11/0,041	0,36/0,133	0,92/0,34	2,31/0,73	3,36/0,89	6,73/1,3	13,3/1,8	20,9/2,3
0,25	0,12/0,044	0,40/0,148	1,05/0,39	2,49/0,75	3,61/0,91	7,25/1,3	14,2/1,8	22,5/2,3
0,27	0,13/0,048	0,43/0,159	1,13/0,42	2,72/0,76	3,78/0,92	7,59/1,3	14,9/1,9	23,5/2,4
0,30	0,14/0,052	0,48/0,178	1,26/0,47	2,76/0,77	4,0/0,93	8,06/1,3	15,9/1,9	25,0/2,4
0,33	0,16/0,059	0,53/0,196	1,34/0,47	2,91/0,78	4,24/0,94	8,50/1,4	16,7/1,9	26,3/2,4
0,35	0,17/0,063	0,56/0,20	1,42/0,50	3,03/0,78	4,38/0,95	8,81/1,4	17,3/1,9	27,4/2,4
0,37	0,18/0,067	0,60/0,22	1,46/0,53	3,13/0,78	4,51/0,95	9,08/1,4	17,9/2,0	28,2/2,5
0,44	0,22/0,081	0,69/0,25	1,61/0,54	3,42/0,81	4,96/0,97	9,98/1,4	19,7/2,0	31,1/2,5
0,50	0,24/0,089	0,86/0,32	1,73/0,55	3,69/0,82	5,36/1,0	10,8/1,4	21,2/2,0	33,5/2,6
0,56	0,27/0,1	0,90/0,33	1,85/0,56	3,96/0,83	5,73/1,0	11,5/1,5	22,7/2,1	35,8/2,6
0,75	0,36/0,133	1,13/0,41	2,18/0,59	4,67/0,87	6,76/1,0	13,6/1,5	26,8/2,2	42,3/2,7
0,81	0,39/0,144	1,18/0,42	2,28/0,59	4,89/0,89	7,07/1,1	14,2/1,5	28,0/2,2	44,2/2,8
0,87	0,42/0,155	1,23/0,42	2,38/0,60	5,12/0,90	7,39/1,1	14,8/1,6	29,3/2,2	46,2/2,8
0,94	0,45/0,167	1,28/0,43	2,47/0,60	5,32/0,90	7,70/1,1	15,4/1,6	30,4/2,2	48,1/2,8
1,00	0,48/0,178	1,35/0,43	2,58/0,61	5,53/0,91	8,0/1,1	16,1/1,6	31,7/2,2	50,1/2,8
1,25	0,61/0,23	1,53/0,45	2,92/0,62	6,25/0,93	9,05/1,1	18,2/1,6	35,8/2,3	56,6/2,9
1,50	0,72/0,27	1,71/0,46	3,24/0,64	6,97/0,96	10,1/1,2	20,3/1,7	39,9/2,4	63,1/3,0
1,75	0,82/0,29	1,85/0,47	3,54/0,65	7,60/1,0	11,1/1,2	22,2/1,7	43,6/2,4	68,8/3,1
2,0	0,88/0,32	2,0/0,48	3,83/0,67	8,22/1,0	11,9/1,2	23,9/1,7	47,2/2,5	74,5/3,1
2,25	0,94/0,32	2,13/0,48	4,1/0,68	8,79/1,0	12,7/1,2	25,6/1,8	50,5/2,6	79,7/3,2
2,50	1,0/0,32	2,26/0,49	4,35/0,69	9,34/1,0	13,5/1,2	27,2/1,8	53,6/2,6	84,6/3,2
2,75	1,06/0,32	2,40/0,50	4,60/0,70	9,89/1	14,2/1,3	28,8/1,8	56,7/2,6	89,5/3,2
3,0	1,11/0,33	2,51/0,51	4,84/0,71	10,37/1	14,9/1,3	30,2/1,8	59,5/2,6	94,1/3,3
3,25	1,16/0,33	2,64/0,51	5,07/0,72	10,88/1	15,7/1,3	31,7/1,9	62,5/2,7	98,6/3,3
3,50	1,21/0,34	2,75/0,52	5,30/0,72	11,30/1	16,4/1,3	33,1/1,9	65,1/2,7	102/3,4
3,75	1,27/0,34	2,85/0,52	5,54/0,73	11,72/1	17,1/1,3	34,3/1,9	67,6/2,7	107/3,4

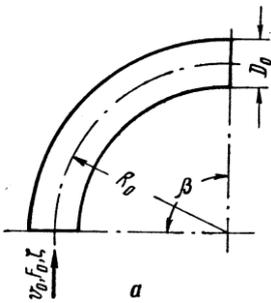
Удельные потери давления, Па/м	Трубы стальные водогазопроводные (газовые) ГОСТ 3262-75*. Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	1/2; 21,26 и 15,75	3/4; 26,75 и 21,25	1; 33,5 и 27	1 1/4; 42,25 и 35,75	1 1/2; 48 и 41	2; 60 и 53	2 1/2; 75 и 68	3; 88,5 и 80,5
	расход газа, м <sup>3</sup> /ч /эквивалентная длина прямолинейного участка, м							
4,0	1,31/0,34	2,96/0,53	5,69/0,74	12,24/1	17,7/1,3	35,6/1,9	70,1/2,7	111/3,4
4,25	1,35/0,35	3,07/0,53	5,89/0,74	12,66/1	18,3/1,3	36,8/1,9	72,53/2,8	114/3,5
4,50	1,40/0,35	3,17/0,53	6,09/0,75	13,08/1	18,9/1,4	38,1/2,0	75,0/2,8	118/3,5
4,75	1,44/0,35	3,28/0,54	6,29/0,76	13,51/1	19,6/1,4	39,3/2,0	77,4/2,8	122/3,5
5,0	1,49/0,36	3,43/0,55	6,48/0,77	13,92/1	20,1/1,4	40,5/2,0	79,7/2,8	125/3,6
5,25	1,52/0,36	3,46/0,55	6,67/0,77	14,34/1	20,62/1,4	41,6/2,0	82,0/2,8	129/3,6
5,50	1,57/0,36	3,56/0,55	6,84/0,77	14,65/1	21,2/1,4	42,8/2,0	84,3/2,9	132/3,6
5,75	1,61/0,36	3,65/0,56	7,01/0,78	15,07/1	21,8/1,4	43,8/2,1	86,3/2,9	136/3,6
6,0	1,65/0,36	3,74/0,56	7,18/0,78	15,39/1	22,3/1,4	44,9/2,1	88,4/2,9	139/3,7
6,25	1,69/0,36	3,82/0,56	7,35/0,78	15,7/1,0	22,8/1,4	45,9/2,1	90,5/2,9	142/3,7
7,50	1,87/0,37	4,25/0,57	8,16/0,81	17,48/1,0	25,3/1,5	51,1/2,1	100,5/2,9	158/3,8
8,75	2,05/0,38	4,64/0,59	8,92/0,83	19,25/1,0	27,7/1,5	55,8/2,2	109,9/3,0	173/3,8
10,0	2,2/0,39	5,0/0,60	9,63/0,84	20,6/1,0	29,9/1,5	60,2/2,2	118,3/3,1	186/3,9
12,50	2,5/0,40	5,68/0,62	10,93/0,87	23,4/1,0	33,9/1,6	68,3/2,3	133/3,2	208/3,9
15,00	2,78/0,41	6,27/0,63	12,04/0,89	24,7/1,0	37,6/1,6	76,4/2,3	147/3,2	227/3,9
17,50	3,05/0,42	6,82/0,65	13,08/0,91	28,2/1,0	41,1/1,6	82,4/2,3	158/3,2	246/3,9
20,0	3,29/0,43	7,38/0,66	14,13/0,93	30,5/1,0	44,5/1,6	88,3/2,3	169/3,2	262/3,9
25,0	3,77/0,44	8,48/0,68	16,2/0,96	34,9/1,0	49,9/1,6	98,5/2,3	189/3,2	294/3,9
30,0	4,18/0,45	9,37/0,69	18,2/1,0	38,2/1,0	54,7/1,6	107,2/2,3	207/3,2	323/3,9
35,0	4,56/0,46	10,26/0,70	19,7/1,0	41,3/1,0	59,1/1,6	116,0/2,3	224/3,2	349/3,9
40,0	4,92/0,47	11,1/0,70	21,0/1,0	43,9/1,0	63,3/1,6	125/2,3	239/3,2	372/3,9
45,0	5,27/0,49	11,9/0,70	22,3/1,0	46,8/1,0	67,1/1,6	132/2,3	254/3,2	395/3,9
50,0	5,62/0,50	12,4/0,70	23,5/1,0	48,9/1,0	70,7/1,6	139/2,3	267/3,2	416/3,9

Таблица 2.5.5. Коэффициенты местных сопротивлений тройников при соединении или разделении расходов в трубопроводах



$d_0/d_c$	Сварные детали											Стандартные детали										
	$Q_0/Q_c$																					
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Значения коэффициента потерь на проход $\zeta_{\Pi}$																						
—	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6	1,0	2,1	5,8	28	$\infty$	0,7	0,7	0,8	0,9	1,2	1,7	3,0	6,1	16,7	82	$\infty$
Значения коэффициента потерь в ответвлении $\zeta_0$																						
1,0	$\infty$	100	25	11,4	6,6	4,3	3,1	2,3	1,9	1,5	1,3	$\infty$	101	26	12,3	7,5	5,2	4,0	3,2	2,8	2,4	2,2
0,875	$\infty$	58	14,8	6,8	4,0	2,6	2,1	1,7	1,6	1,2	1,1	$\infty$	59	15,7	7,7	4,9	3,5	2,8	2,4	2,1	1,9	1,8
0,77	$\infty$	35	9,1	4,2	2,5	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	$\infty$	36	10,0	5,1	3,4	2,5	2,2	1,9	1,8	1,6	1,6
0,66	$\infty$	19,9	5,7	3,0	2,1	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	$\infty$	20,2	6,0	3,3	2,4	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3
0,60	$\infty$	13,9	4,1	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	$\infty$	14,2	4,4	2,7	2,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
0,50	$\infty$	7,1	2,4	1,6	1,3	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	$\infty$	7,5	2,8	1,9	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
0,40	$\infty$	3,4	1,5	1,2	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	$\infty$	3,8	1,8	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2
0,30	$\infty$	1,7	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	$\infty$	2,0	1,5	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
0,20	$\infty$	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	$\infty$	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Таблица 2.5.6. Значение коэффициента местного сопротивления отводов гнутых гладких



угол изгиба отвода $\beta$ градусы	при $R_0/D_0$			
	1	2	3	4
45	0,20	0,15	0,10	0,10
60	0,30	0,20	0,15	0,10
90	0,35	0,25	0,20	0,15

Таблица 2.5.7.

Вид местного сопротивления	$\zeta$ при условном диаметре					
	15	20	25	32	40	50
Пробочный кран	4,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Задвижка	-	-	-	-	0,5	0,5
Угольник	2,2	2,1	2,0	1,8	1,6	1,1

Пример 3. Выполнить расчет газопроводов пятиэтажного жилого дома (рис. 5, 6) и определить минимальное давление газа в месте врезки ввода в квартальную сеть. Плотность газ  $1,2 \text{ кг/м}^3$ . В кухнях всех квартир установлена газовая плита и проточный водонагреватель.

Номинальным расходом газа приборами:

$$V_{п4} = 0,98 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{кп} = 2,17 \text{ м}^3/\text{ч};$$

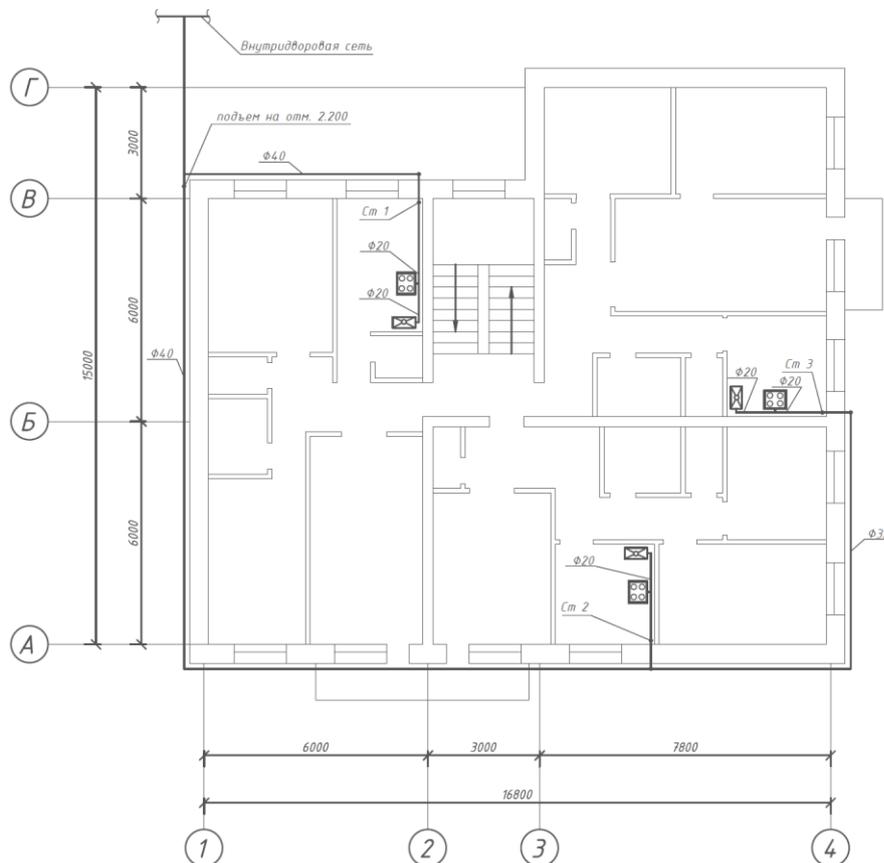


Рис.5. План жилого дома.

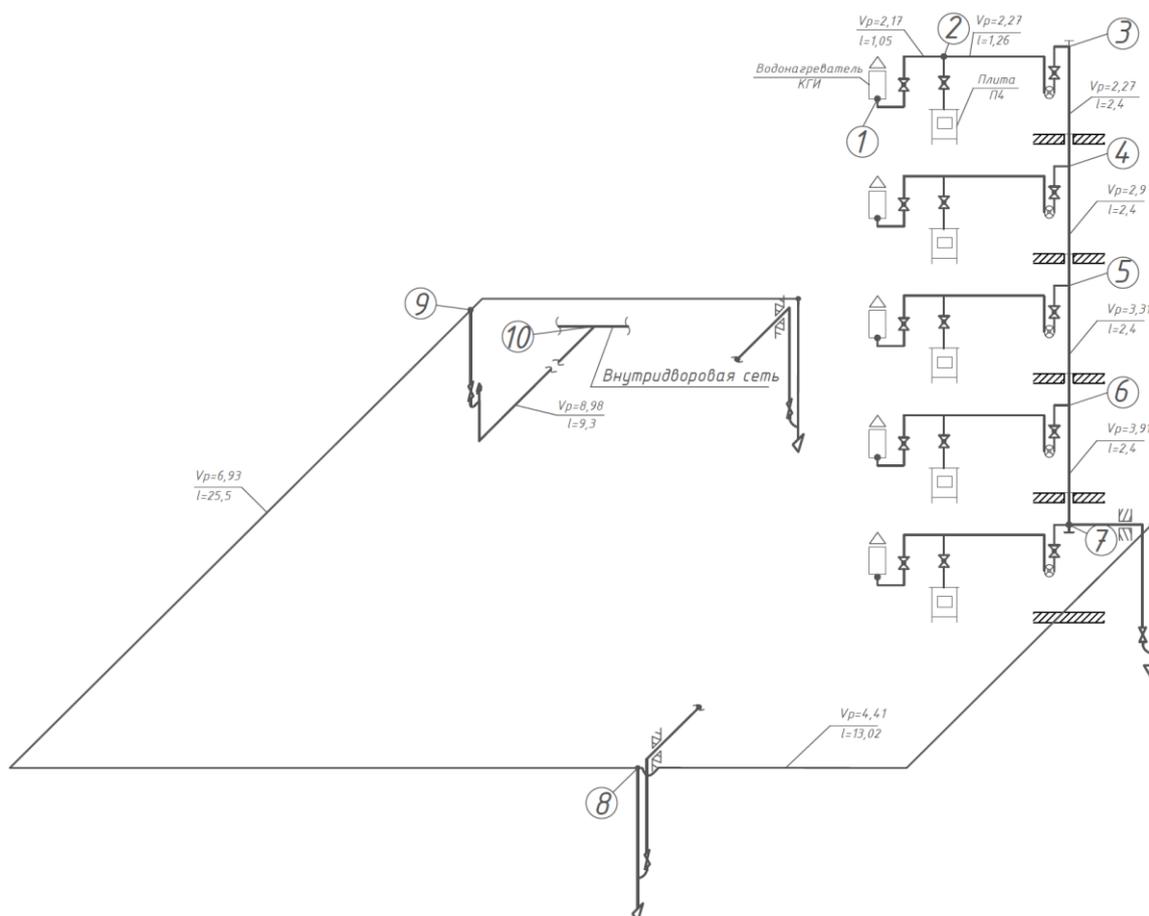


Рис. 6. Расчетная схема газопроводов жилого дома.

Расчетные расходы газа определены по сумме номинальных расходов газа приборами (группой приборов) с учетом коэффициента одновременности их действия. Расчет сведен в табл.

Таблица 2.5.8. Определение расчетных расходов газа на участках сети

№ уч-ка	Ассортимент приборов	Кол-во квартир		Коэффициент одновременности $K_o$	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч			Расчетный расход газа $V_p$ , м <sup>3</sup> /ч
		с однотипными приборами или группой приборов	всего		на одну квартиру	на $n_i$ квартир	на участке $V_i$ $n_i$ $K_o$	
1-2	КГ	1	1	1	2,17	2,17	2,17	2,17
2-3	КГ+П4	1	1	0,72	3,15	3,15	2,27	2,27
3-4	КГ+П4	1	1	0,72	3,15	3,15	2,27	2,27
4-5	КГ+П4	2	2	0,46	3,15	6,30	2,90	2,90
5-6	КГ+П4	3	3	0,35	3,15	9,45	3,31	3,31
6-7	КГ+П4	4	4	0,31	3,15	12,60	3,91	3,91
7-8	КГ+П4	5	5	0,28	3,15	15,75	4,41	4,41
8-9	КГ+П4	10	10	0,22	3,15	31,51	6,93	6,93
9-10	КГ+П4	15	15	0,19	3,15	47,26	8,98	8,98

Средние удельные потери давления:

$$P_{cp} = \frac{\beta \cdot (\Delta P_o - \Delta P_{np} - \Delta P_c)}{\sum l} = \frac{0,6 \cdot (350 - 100 - 98)}{59,73} = 1,5 \text{ Па/м.}$$

По расчётным расходам и средним удельным потерям давления находят диаметр, удельные потери и эквивалентную длину на каждом участке.

Находят коэффициенты местных сопротивлений  $\Sigma \xi$ .

Расчет проводят заполняя таблицу 2.5.9.

Значения местных сопротивлений приведены в таблице 2.5.10.

Таблица 2.5.9. Гидравлический расчет

№ уч-ка	$V_p, \text{м}^3/\text{ч}$	$l, \text{м}$	$d, \text{мм}$	$l_0, \text{м}$	$\Sigma \zeta$	$l_0 \Sigma \zeta, \text{м}$	$l_p, \text{м}$	$p_t, \text{Па}$	$p, \text{Па}$	$\Delta p, \text{Па}$	$\Delta p_r, \text{Па}$	$\Delta p \pm \Delta p_r, \text{Па}$
1-2	2,17	1,05	20	0,623	8,51	5,30	6,35	1,927	2,19	13,92	$1,2 * 9,81 * (1,29 - 1,2) = 1,06$	14,98
2-3	2,27	1,26	20	0,613	2,1	1,29	2,55	2,24	2,55	6,49	0	6,49
3-4	2,27	2,40	20	0,613	5,2	3,19	5,59	2,24	2,55	14,23	$- 2,8 * 9,81 * (1,29 - 1,2) = -2,47$	11,76
4-5	2,90	2,40	25	0,78	2,02	1,58	3,98	1,089	1,24	4,92	-2,47	2,45
5-6	3,31	2,40	25	0,75	0,94	0,71	3,11	1,323	1,50	4,67	-2,47	2,20
6-7	3,91	2,40	32	1,0245	1,5	1,54	3,94	0,419	0,48	1,88	-2,47	-0,59
7-8	4,41	13,02	32	0,986	9,76	9,62	22,64	0,53	0,60	13,64	0	13,64
8-9	6,93	25,50	40	1,014	4	4,06	29,56	0,75	0,85	25,20	0	25,20
10-11	8,98	9,30	40	1,118	7,6	8,50	17,80	1,89	2,15	38,24	$-3,4 * 9,81 * (1,29 - 1,2) = -3,0$	35,24

$\Sigma l = 59,73$

111,38

Потери давления в газопроводах  $\Sigma(\Delta p \pm \Delta p_r) = 111$ ;

потери давления в газовом счетчике  $P_c = 98$ ;

потери давления в трубах водонагревателя  $P_{пр} = 100$ ;

суммарные потери давления в сети с учетом 10% на неучтенные гидравлические сопротивления

$$\Delta p_{с1} = 1,1 \Sigma(\Delta p \pm \Delta p_r) + P_{пр} + P_c = 1,1 * 111 + 100 + 98 = 320 \leq 350 \text{ Па}$$

Таблица 2.5.10. Коэффициенты местных сопротивлений

N уч-ка	Перечень местных сопротивлений	Эскиз	$V_0/V_c$	$d_0/d_c$	Коэффициент местного сопротивления $\zeta$	$\sum \zeta$
1	2	3	4	5	6	7
1-2	Пробочный кран $d=20$				$\zeta=2,0$	8,51
	Три отвода $90^\circ$ при $R/d=3$				$\zeta=3*2,0=6$	
	Тройник проходной		$0,98/2,27=0,43$		$\zeta_{п}=0,51$	
2-3	Угольник $d=20$				$\zeta=2,1$	2,1
3-4	Тройник проходной		$2,27/2,9=0,78$		$\zeta_{п}=5,2$	5,2
4-5	Тройник проходной		$2,27/3,31=0,69$		$\zeta_{п}=2,02$	2,02
5-6	Тройник проходной		$2,27/3,91=0,58$		$\zeta_{п}=0,94$	0,94
6-7	Тройник поворотный(на разделение потоков)		$3,91/4,41=0,89$	$32/32=1$	$\zeta_0=1,5$	1,5
7-8	Тройник проходной		$4,41/6,93=0,64$		$\zeta_{п}=1,56$	9,76
	Три отвода $90^\circ$ при $R/d=3$				$\zeta=3*2,0=6$	
	Угольник $d=32$				$\zeta=1,8$	
	Пробочный кран $d=25$				$\zeta=2,0$	
8-9	Отвод $90^\circ$ при $R/d=3$				$\zeta=2$	4
	Тройник поворотный(на разделение потоков)		$6,93/8,98=0,77$		$\zeta_{п}=2,0$	
9-10	Два отвода $90^\circ$ при $R/d=3$				$\zeta=2*2,0=4$	7,6
	Угольник $d=40$				$\zeta=1,6$	
	Пробковый кран $d=40$				$\zeta=2$	

## ЛИТЕРАТУРА

1. СП 62.13330.2011\* Газораспределительные системы.
2. Ионин А. А. Газоснабжение: Учеб. для вузов. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Стройиздат, 1989. - 439 с.
3. Стаскевич Н. Л., Северинец Г. Н., Вигдорчик Д. Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. - Л.: Недра, 1990. - 762 с.
4. СП 124.13330.2012 Тепловые сети.
5. СП 131.133330.2018 Строительная климатология.
6. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.

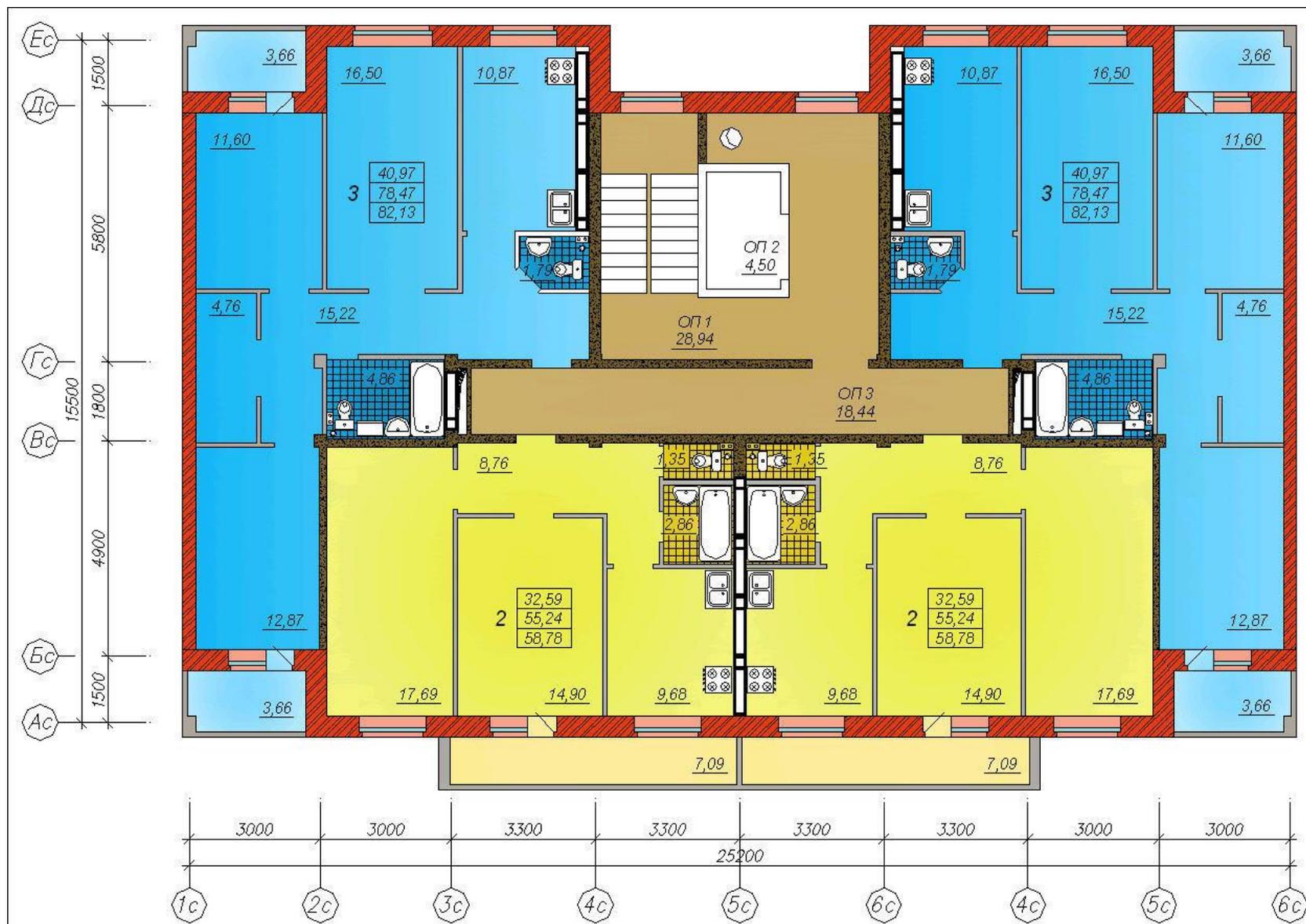
Приложение  
Варианты планов типового этажа



Вариант 1



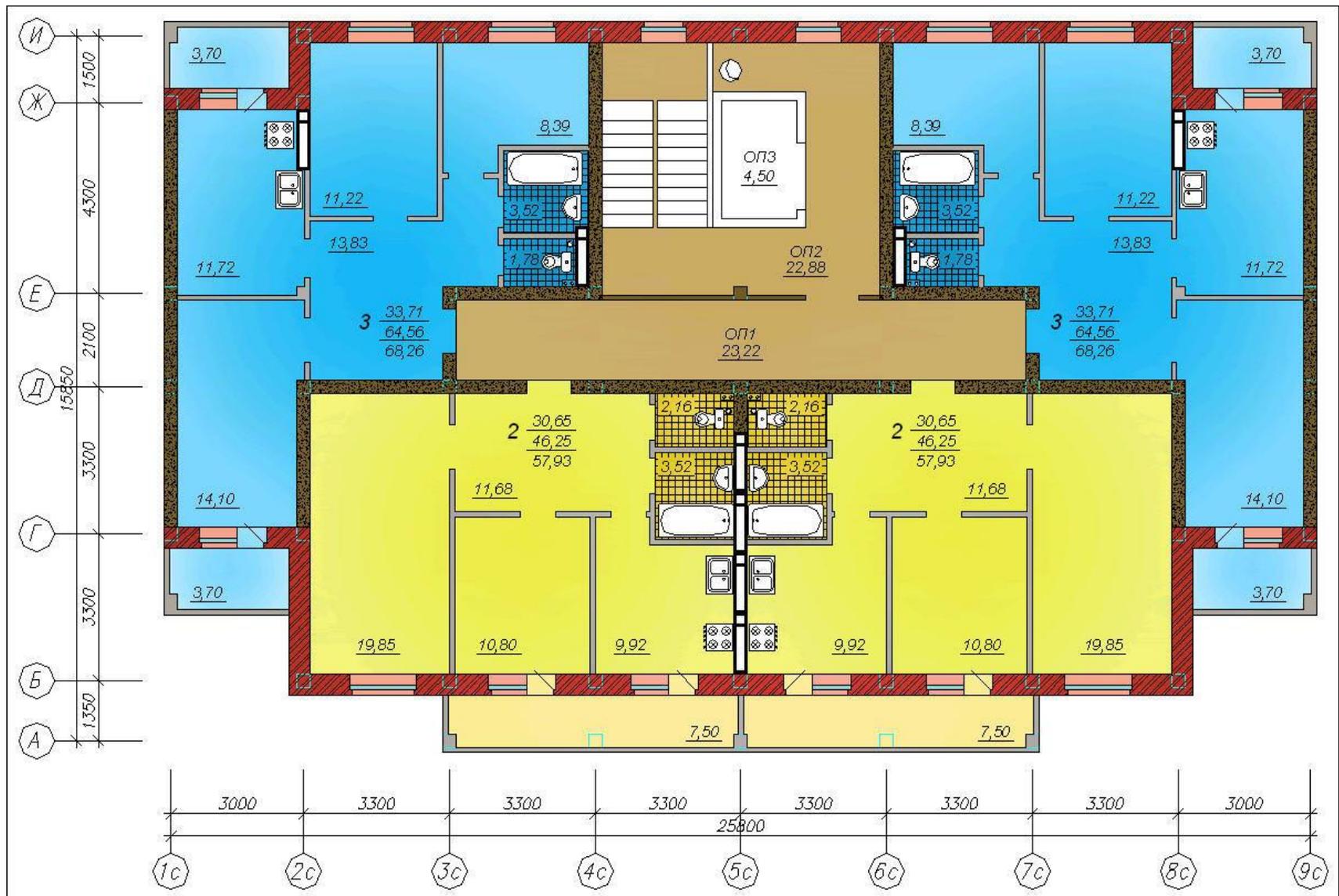
Вариант 2



Вариант 3



Вариант 4



Вариант 5



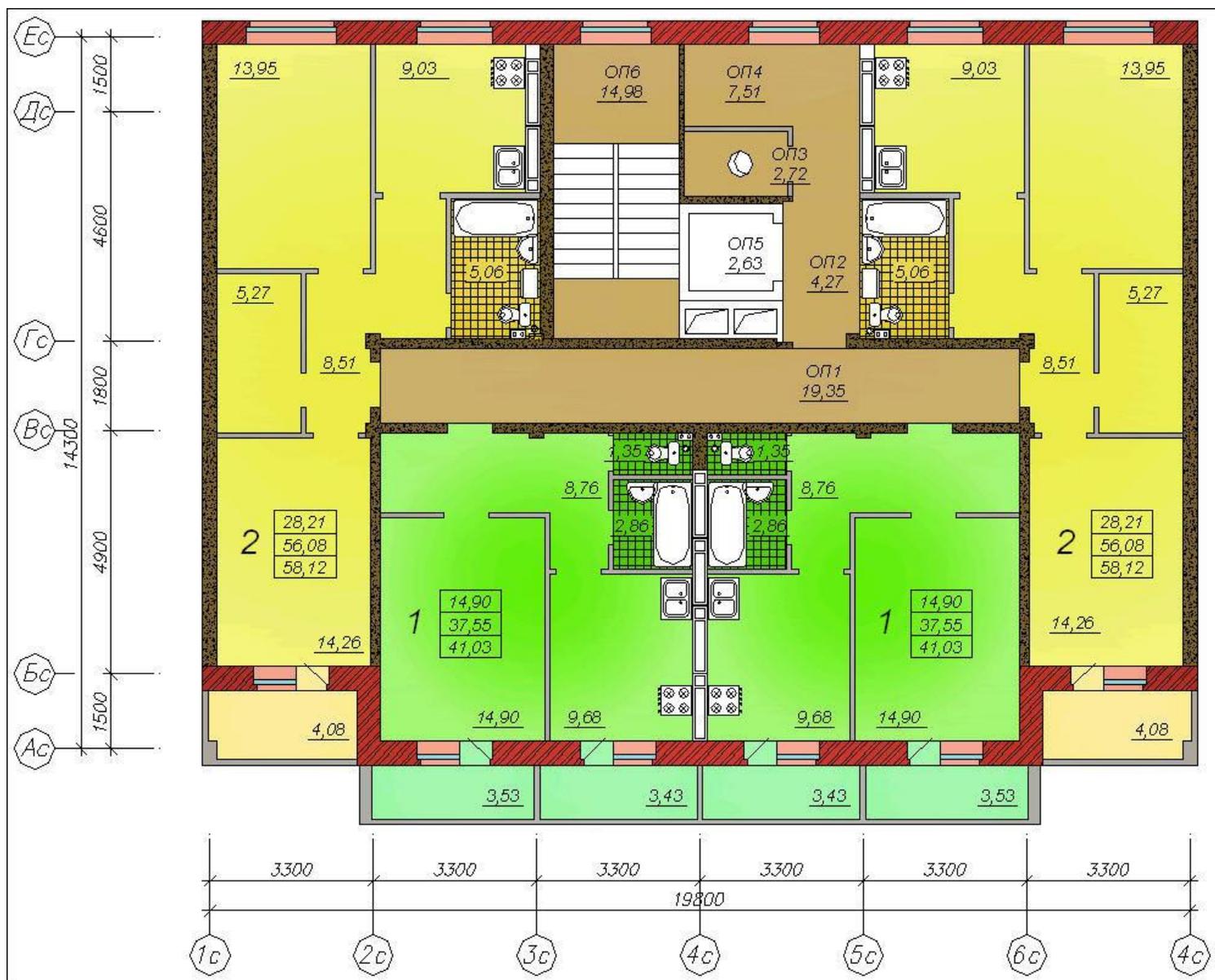
Вариант 6



Вариант 7



Вариант 8



Вариант 9



Вариант 10